

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Mercados e Autoconsumo Solar Fotovoltaico

Diogo Manuel Falcão Martins

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Co-orientador: Engenheiro Fernando Ferreira

25 de Junho de 2017

Resumo

A produção de energia elétrica através de fontes renováveis começou a ser dinamizada em vários países, décadas atrás, tentando promover medidas que potenciassem o seu desenvolvimento. Foram muitos os países que conseguiram reduzir a sua dependência de fontes não renováveis, tão intrínsecas na sociedade até então, sendo que em alguns deles foram atingidos níveis claramente significativos de produção de energia através de fontes renováveis de energia.

O uso de sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica está cada vez mais difundido, dado o facto de ser uma fonte de energia limpa e barata, entre outros fatores que a distinguem. Como tal, estes sistemas requerem uma abordagem cuidadosa a nível do seu dimensionamento, análise de desempenho e eficiência.

No âmbito deste tema em constante desenvolvimento, surgiu este projeto de dissertação, que teve como objetivo fulcral a criação de um modelo que permita fazer o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, de forma a obter os seus indicadores de desempenho, quer económicos quer de eficiência num enquadramento com o autoconsumo.

Este projeto combinou então alguns conceitos relacionados com o autoconsumo desde o seu enquadramento legal, tarifas energéticas e vários conceitos associados ao dimensionamento de uma instalação fotovoltaica, com o estudo da modelização de consumos em conjunto com a modelização de produção, através de dados de produção obtidos por simulação de um *software* de previsão de forma a fazer a sua discussão a partir de casos de estudo.

Abstract

The production of electric energy through renewable sources started being improved in several countries, decades behind, trying to promote measures that would potentiate their development. It were several countries that could reduce their dependency of non-renewable energies, so intrinsic in society nowadays until then. In some of them, significant levels of renewable electric production were fulfilled.

The use of photovoltaic systems to produce electric energy are every day more widespread, because this kind of energy is said to be clean and cheap among other factors. As so, this systems require an accurate approach of its sizing, performance analysis and efficiency.

Inside this theme in constant development, emerged this dissertation project, that had the main objective of creating a model that allowed the sizing of a photovoltaic system, obtaining its behaviour indicators, economics and of efficiency, in a self-consumption framework.

This project combines some concepts related to self-consumption legal framework, energetic tariffs and multiple concepts related to the sizing of a photovoltaic plant, with the study of the consumption modelling with the production modelling data obtained with a simulation predictive software in order to make a discussion with case studies.

Agradecimentos

Aos meus pais por todo o amor, confiança e liberdade que sempre me deram e aos meus irmãos que apesar de estarem a ficar cotas continuam a ser um exemplo para mim.

Ao professor António Machado e Moura pela orientação e sobretudo pela boa disposição e confiança que sempre transmite.

Ao engenheiro João Fernandes pela grande paciência e por tudo o que me ensinou.

A todos os meus amigos mais próximos, especialmente ao Rafael Cavalheiro e Rui Alves pela ajuda dada. É nos momentos difíceis que se vê quem são os verdadeiros amigos.

À minha família no Brasil, vocês são os maiores!

Diogo Manuel Falcão Martins

Conteúdo

Abbreviations	xv
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento da Dissertação	1
1.2 Motivação	2
1.3 Objetivos	3
1.4 Material utilizado	3
1.5 Estrutura da Dissertação	4
2 Revisão Bibliográfica	5
2.1 Recurso Solar	5
2.2 Tecnologia Fotovoltaica	6
2.2.1 Efeito fotovoltaico	6
2.2.2 Circuito equivalente	8
2.2.3 Curva característica I-V	9
2.2.4 1ª Geração (Silício Cristalino)	12
2.2.5 2ª Geração (Películas finas aplicadas sobre substratos rígidos)	13
2.2.6 3ª Geração(Películas finas aplicadas sobre substratos flexíveis)	14
2.3 Arranjo de células/painéis	15
2.3.1 Arranjo dos painéis em série	16
2.3.2 Arranjo dos painéis em paralelo	17
2.3.3 Arranjo misto de painéis	17
2.4 Componentes de um sistema fotovoltaico	18
2.5 Perdas no Sistema	19
2.6 Enquadramento legal do autoconsumo	20
2.6.1 Legislação Atual	20
2.7 Tarifas energéticas	23
2.8 Resumo	26
3 Metodologia do Modelo	27
3.1 Introdução	27
3.2 Dimensionamento do Sistema	27
3.2.1 Área Disponível	27
3.2.2 Número máximo de painéis por <i>string</i> limitado pela temperatura mais baixa	29
3.2.3 Número mínimo de painéis por <i>string</i> limitado pela temperatura mais alta	29
3.2.4 Número de <i>strings</i> em paralelo	30
3.2.5 Escolha dos Inversores	30
3.3 Modelização da Produção	31

3.3.1	Análise de dados da localização	33
3.4	Modelização do Consumo	34
3.5	Mapa de Quantidades	35
3.5.1	Cabo DC	36
3.5.2	Cabo AC	37
3.5.3	Contador e <i>datalogger</i>	37
3.5.4	Proteção de interligação	38
3.5.5	Outros custos	38
3.6	Impacto Económico	38
3.6.1	Evolução dos preços	39
3.6.2	Degradação do Pannel Fotovoltaico	39
3.6.3	Indicadores de investimento	40
3.7	Configuração do Sistema	40
3.8	Outros indicadores	42
4	Casos de Estudo	43
4.1	Características gerais dos casos de estudo	43
4.2	Caso 1	45
4.2.1	Simulação 1	45
4.2.2	Simulação 2	47
4.3	Caso 2	50
4.4	Caso 3	51
5	Conclusões e Trabalho Futuro	55
5.1	Trabalho Futuro	56
A	Tabelas casos de estudo	57
B	Código VBA	69
C	Datasheets	77
D	Dados de simulação da produção	87
	Referências	133

Lista de Figuras

1.1	Potência fotovoltaica acumulada até 2016 [1].	2
1.2	Produção anual de células/módulos fotovoltaicos até 2016[1].	2
1.3	Evolução da paridade de rede [2].	3
2.1	Componentes da irradiação.	5
2.2	Potencial fotovoltaico no mundo.	6
2.3	Potencial fotovoltaico em Portugal.	7
2.4	Efeito fotovoltaico.	7
2.5	Composição de um painel fotovoltaico [3].	8
2.6	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [4].	8
2.7	Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica [5].	10
2.8	Efeito da temperatura na curva I-V	11
2.9	Efeito da irradiância na curva I-V	12
2.10	Exemplos de células de 1ª geração [6].	12
2.11	Exemplo de tecnologia de 2ª geração [4].	13
2.12	Exemplo de tecnologia de 3ª geração [7].	15
2.13	Potência produzida por tecnologia em 2015.	16
2.14	Alteração da característica I-V conforme ligação em série ou paralelo [5].	16
2.15	Ligação de painéis em série.	16
2.16	Arranjo de painéis em paralelo.	17
2.17	Arranjo de painéis de forma mista.	18
2.18	Exemplo de modelo de perdas do <i>PVsyst</i> [8]	20
2.19	Evolução das tarifas por atividade.	24
2.20	Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais	24
2.21	Ciclo diário.	25
2.22	Ciclos semanais.	26
3.1	Etapas de dimensionamento do sistema a partir da área disponível.	28
3.2	Ilustração das dimensões de uma painel [9].	29
3.3	Características do painel utilizado como referência [9].	31
3.4	Modelo do painel criado no <i>PVsyst</i> [8].	32
3.5	Especificações técnicas do inversor [10].	32
3.6	Curva de eficiência e diagrama do circuito do inversor [10].	33
3.7	Mapas de energia injetada na rede com orientação a sul (esquerda) e orientação a nascente e poente (direita).	33
3.8	Horas equivalentes de produção em Portugal.	34
3.9	Reta de tendência dos preços médios do OMIE.	39
4.1	Média horária anual do consumo Segunda a Sexta (<i>kWh</i>).	44

4.2	Média horária anual do consumo Sábado (<i>kWh</i>).	44
4.3	Média horária anual do consumo Domingo (<i>kWh</i>).	45
4.4	Impacto da UPAC em termos energéticos (<i>kWh</i>).	46
4.5	Impacto da UPAC em termos energéticos simulação 2 (<i>kWh</i>).	48
4.6	Comparação entre os <i>paybacks</i> das duas simulações.	49
4.7	Impacto da UPAC em termos energéticos caso 2 (<i>kWh</i>).	50
4.8	Comparação entre os <i>paybacks</i> da simulação 2 caso 1 com caso 2.	51
4.9	Impacto da UPAC em termos energéticos caso 3 (<i>kWh</i>).	52
4.10	Comparação entre os <i>paybacks</i> da simulação 2 caso 1 com caso 3.	53
C.1	Folha de características do inversor de 30 <i>kW</i> [10].	78
C.2	Folha de características dos inversores de 8 e 12 <i>kW</i> [10].	79
C.3	Folha de características dos inversores de 8 e 12 <i>kW</i> [10].	80
C.4	Folha de características dos inversores de 17 e 20 <i>kW</i> [10].	81
C.5	Folha de características dos inversores de 17 e 20 <i>kW</i> [10].	82
C.6	Folha de características do inversor de 23 <i>kW</i> [10].	83
C.7	Folha de características do inversor de 23 <i>kW</i> [10].	84
C.8	Folha de características dos painéis [9].	85
D.1	Dados de produção Aveiro Sul	88
D.2	Dados de produção Aveiro Nascente	89
D.3	Dados de produção Aveiro Poente	90
D.4	Dados de produção Beja Sul	91
D.5	Dados de produção Beja Nascente	92
D.6	Dados de produção Beja Poente	93
D.7	Dados de produção Braga Sul	94
D.8	Dados de produção Braga Nascente	95
D.9	Dados de produção Braga Poente	96
D.10	Dados de produção Bragança Sul	97
D.11	Dados de produção Bragança Nascente	98
D.12	Dados de produção Bragança Poente	99
D.13	Dados de produção Castelo Branco Sul	100
D.14	Dados de produção Castelo Branco Nascente	101
D.15	Dados de produção Castelo Branco Poente	102
D.16	Dados de produção Coimbra Sul	103
D.17	Dados de produção Coimbra Nascente	104
D.18	Dados de produção Coimbra Poente	105
D.19	Dados de produção Évora Sul	106
D.20	Dados de produção Évora Nascente	107
D.21	Dados de produção Évora Poente	108
D.22	Dados de produção Faro Sul	109
D.23	Dados de produção Faro Nascente	110
D.24	Dados de produção Faro Poente	111
D.25	Dados de produção Funchal Sul	112
D.26	Dados de produção Funchal Nascente	113
D.27	Dados de produção Funchal Poente	114
D.28	Dados de produção Santarém Sul	115
D.29	Dados de produção Santarém Nascente	116
D.30	Dados de produção Santarém Poente	117

D.31 Dados de produção São Miguel Sul	118
D.32 Dados de produção São Miguel Nascente	119
D.33 Dados de produção São Miguel Poente	120
D.34 Dados de produção Setúbal Sul	121
D.35 Dados de produção Setúbal Nascente	122
D.36 Dados de produção Setúbal Poente	123
D.37 Dados de produção Viana do Castelo Sul	124
D.38 Dados de produção Viana do Castelo Nascente	125
D.39 Dados de produção Viana do Castelo Poente	126
D.40 Dados de produção Viseu Sul	127
D.41 Dados de produção Viseu Nascente	128
D.42 Dados de produção Viseu Poente	129
D.43 Dados de produção Vila Real Sul	130
D.44 Dados de produção Vila Real Nascente	131
D.45 Dados de produção Vila Real Poente	132

Lista de Tabelas

3.1	Valores para sobrepotenciação máxima de 20%.	41
4.1	Preços dos PH para a tarifa de contrato da instalação.	43
4.2	Consumos antes da instalação da UPAC (<i>kWh</i>).	44
4.3	Dimensionamento cabo DC para máxima potência instalada.	46
4.4	Dimensionamento do cabo AC para máxima potência instalada.	46
4.5	Mapa de quantidades caso 1 para máxima potência instalada.	47
4.6	Indicadores de investimento.	47
4.7	Dimensionamento de cabos DC para simulação 2.	48
4.8	Dimensionamento de cabos AC para simulação 2.	48
4.9	Mapa de quantidades simulação 2.	49
4.10	Indicadores de investimento simulação 1 vs simulação 2.	49
4.11	Indicadores de investimento simulação 2 caso 1 vs Simulação caso 2.	51
4.12	Indicadores de investimento simulação 2 caso 1 vs caso 3.	52
A.1	Consumos após instalação da UPAC (<i>kWh</i>).	57
A.2	Energia injetada na rede (<i>kWh</i>).	58
A.3	Custos do consumo antes da instalação da UPAC (€).	58
A.4	Custos do consumo depois da instalação da UPAC (€).	59
A.5	Proveitos da energia injetada na rede (€).	59
A.6	Poupança efetiva (€).	60
A.7	Consumo após a instalação da UPAC, simulação 2 (<i>kWh</i>).	60
A.8	Energia injetada na rede, simulação2 (<i>kWh</i>)	61
A.9	Custos do consumo após a instalação da UPAC simulação 2 (€).	61
A.10	Proveitos da energia injetada na rede simulação 2 (€).	62
A.11	Poupança efetiva simulação 2 (€).	62
A.12	Consumo após a instalação da UPAC caso 2. (<i>kWh</i>).	63
A.13	Energia injetada na rede Caso 2 (<i>kWh</i>).	63
A.14	Custos do consumo após instalação da UPAC caso 2 (€)	64
A.15	Proveitos da energia injetada na rede Caso 2 (€)	64
A.16	Poupança efetiva Caso 2 (€).	65
A.17	Consumo após a instalação da UPAC caso 3 (<i>kWh</i>).	65
A.18	Energia injetada na rede caso 3 (<i>kWh</i>).	66
A.19	Custo do consumo após a instalação da UPAC (<i>kWh</i>).	66
A.20	Proveitos da energia injetada na rede caso 3 (€).	67
A.21	Poupança efetiva caso 3 (€).	67

Abreviaturas e Símbolos

AC	<i>Alternate Current</i>
BT	Baixa Tensão
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	<i>Direct Current</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FV	Fotovoltaico
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia
PH	Período Horário
PHP	Potência média em Horas de Ponta
PRE	Produção em Regime Especial
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento da Dissertação

Atualmente tem havido uma mudança de paradigma no que toca à forma como o sistema elétrico de energia está organizado. Este tem vindo a sofrer alterações na sua topologia, operação e gestão devido à inserção de fontes de produção de energia descentralizadas, também designadas de produção dispersa, e que, têm vindo a ser bastante encorajadas devido à sua produção de energia através de fontes renováveis. Tratando-se de produções próximas das cargas estas terão um impacto na fiabilidade do sistema bem como uma diminuição das perdas ligadas ao sistema de transporte e distribuição de energia.[11]

Para esta mudança muito têm contribuído as políticas de concorrência e iniciativas governamentais, sendo que a União Europeia tem feito abordagens de forma a combater a emissão de gases poluentes para a atmosfera através da designada estratégia “Europa 2020” [12], que a UE traçou em 2000, como um dos seus grandes objetivos, reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 20% (ou em 30%, se forem reunidas as condições necessárias) relativamente aos níveis registados em 1990, obter 20% da energia a partir de fontes renováveis e aumentar em 20% a eficiência energética. O pacote fixa também uma meta de 10% de energias renováveis no sector dos transportes até essa data. Esta estratégia surge depois de terem sido bem sucedidos os objetivos anteriores de 1990, os quais passavam por manter as emissões de CO_2 do ano de 2000 nos níveis desse mesmo ano.

A potência fotovoltaica tem aumentado rapidamente nos últimos anos, de 5.1 GW_p em 2005 para ultrapassar a barreira dos 300 GW_p em 2016 [1], como mostra a figura 1.1.

Relativamente à produção anual de células/módulos fotovoltaicos, a mesma tem tido também um aumento significativo, aumentando a cada ano, sendo a China, segundo a figura 1.2, o maior impulsionador deste tipo de tecnologia.

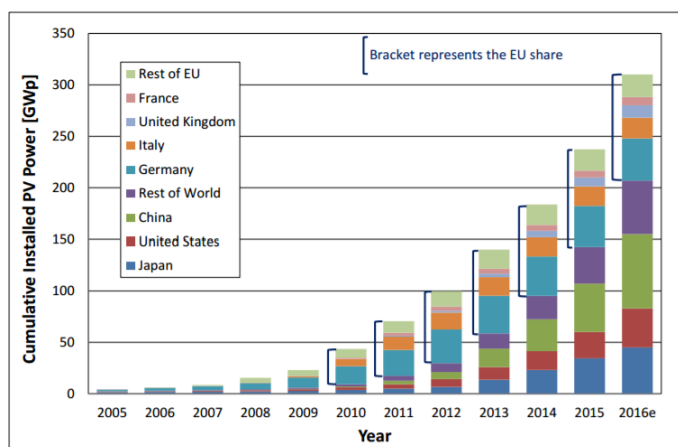


Figura 1.1: Potência fotovoltaica acumulada até 2016 [1].

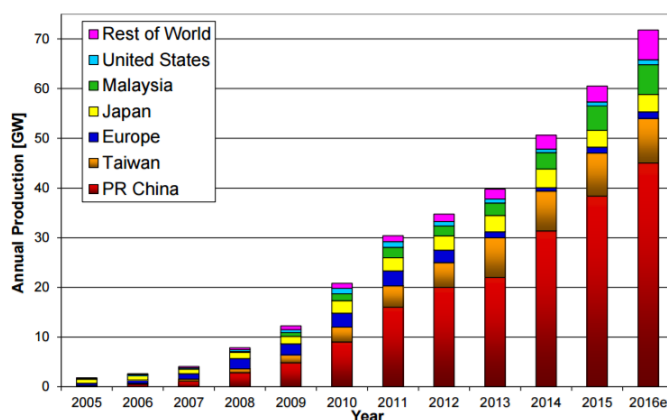


Figura 1.2: Produção anual de células/módulos fotovoltaicos até 2016[1].

1.2 Motivação

Na Europa não existe uniformidade na legislação do autoconsumo. Relativamente a Portugal uma das iniciativas levadas a cabo para cumprir os objetivos dessa mesma estratégia passou pela regulamentação da unidades de produção (UP), sejam elas de autoconsumo ou de pequena produção, sendo que em Portugal ficou estabelecido o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade através de UP's através do Decreto-Lei n.º 153/2014 de dia 20 de Outubro de 2014.

O autoconsumo passou então a ser uma solução na qual é possível para o consumidor satisfazer parte das suas necessidades energéticas com a possibilidade de vender o excedente de produção à RESP, sendo que o mesmo beneficia quando a UPAC é dimensionada de acordo com as necessidades de consumo da instalação. O consumidor atua como *'prosumer'* uma vez que satisfaz as suas próprias necessidades energéticas e ajudará por sua vez a promoção de um clima de consciencialização ambiental.

Medidas como estas tornam se possíveis graças à atual paridade de rede, quando comparados os preços de compra de energia à rede publica com os custos relativos à produção da mesma

energia quando produzida através de fontes renováveis como a fotovoltaica (FV) [13] [14]. Este fator mostra por si só que a aposta no autoconsumo solar fotovoltaico é, e cada vez mais será uma boa oportunidade e com boa margem de progressão uma vez que o custo da energia proveniente da rede elétrica é cada vez mais caro e o preço da tecnologia fotovoltaica tem vindo a decrescer, despertando assim grande interesse neste tipo de tecnologia que traz benefícios financeiros, ambientais e leva a um melhor aproveitamento dos nossos recursos endógenos [15]. Na figura 1.3 pode-se ver a evolução da paridade de rede.

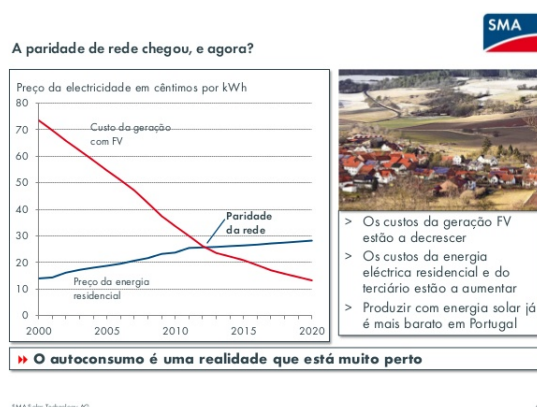


Figura 1.3: Evolução da paridade de rede [2].

1.3 Objetivos

A presente dissertação teve como objetivo estudar conceitos relacionados com o autoconsumo fotovoltaico, a elaboração de um modelo de análise de produção assim como de análise de consumo. É também abordado o dimensionamento da instalação e, por fim, a elaboração de um estudo de viabilidade da instalação a nível económico.

1.4 Material utilizado

Para a realização da presente dissertação foram usados os *softwares* PVsyst e Microsoft Excel. O PVsyst permite fazer todo o dimensionamento, simulação e análise do sistema fotovoltaico emitindo relatórios de performance do sistema. Este tem uma ampla base de dados de componentes fotovoltaicos e permite ainda obter dados meteorológicos globais a partir da base de dados do meteonorm ou da Nasa bem como a escolha da localização directamente pelo Google Maps.

O Excel foi o *software* base para a criação do modelo desenvolvido, uma vez que todos os cálculos para o dimensionamento do sistema foram feitos nele bem como a execução das rotinas criadas em Visual Basic for Applications (VBA). Os dados referentes a faturas para o teste do modelo foram fornecidos pela Proef Renováveis.

1.5 Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, esta dissertação contém mais 4 capítulos. No capítulo 2, é descrito o estado da arte e são apresentados trabalhos relacionados. No capítulo 3, é descrita a metodologia usada para a criação do modelo. No capítulo 4 são descritos os casos de estudo bem como a sua análise. No capítulo 5 são feitas as conclusões retiradas dos casos de estudo bem como as conclusões gerais da presente dissertação.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Recurso Solar

A energia solar é um dos vários recursos naturais existentes no nosso planeta, contudo nem toda a energia solar chega à Terra, esta é emitida em todas as direções sendo que apenas uma pequena fração chega à mesma pelas formas de radiação direta e de radiação difusa como se pode observar pela figura 2.1 [16] [17].

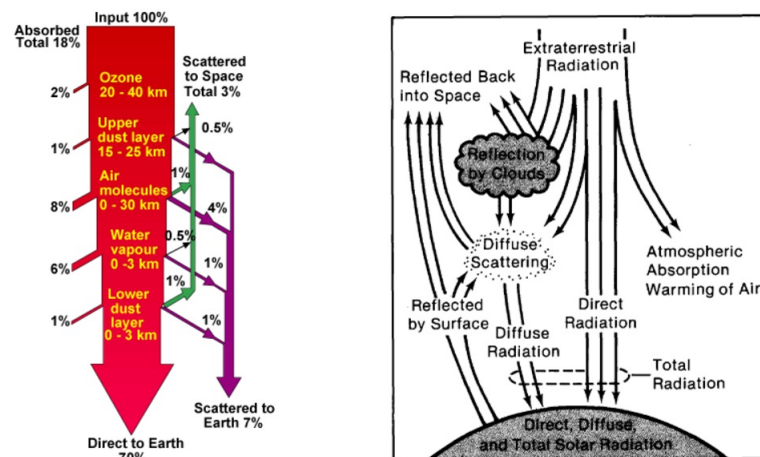


Figura 2.1: Componentes da irradiação.

É estimado que a radiação incidente na atmosfera terrestre seja relativamente constante, e que a mesma corresponda a uma quantidade de energia de cerca de $1 \times 10^{18} \text{ kWh/ano}$, a radiação que chega à superfície varia largamente devido a efeitos atmosféricos (tais como absorção e dispersão); variações locais na atmosfera (nuvens e poluição); latitude, estação do ano e hora do dia. Exemplos disso são as regiões desérticas que apresentam uma baixa variabilidade de radiação devido a variações locais na atmosfera e as regiões equatoriais apresentam baixa variabilidade entre estações.

Ao longo do ano e devido ao movimento de translação da terra em torno do sol, o nível de irradiância que chega à atmosfera varia entre 1325 W/m^2 e 1412 W/m^2 , uma vez que a distância entre os dois também varia. E assume um valor médio, também designado por constante solar, $E_o = 1367 \text{ W/m}^2$. O valor máximo de irradiância que chega à superfície terrestre, considerando portanto boas condições atmosféricas e ao meio dia terá um valor aproximado de 1000 W/m^2 . Já a irradiação global anual é nos dada em kWh/m^2 e desta forma pode-se entender a quantidade total de radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano. A mesma é ditada pela soma da radiação direta e difusa e é uma referência para comparação do potencial fotovoltaico em diferentes zonas, ou seja, os valores variam consoante a localização no mapa como se pode observar na figura 2.2 [18].

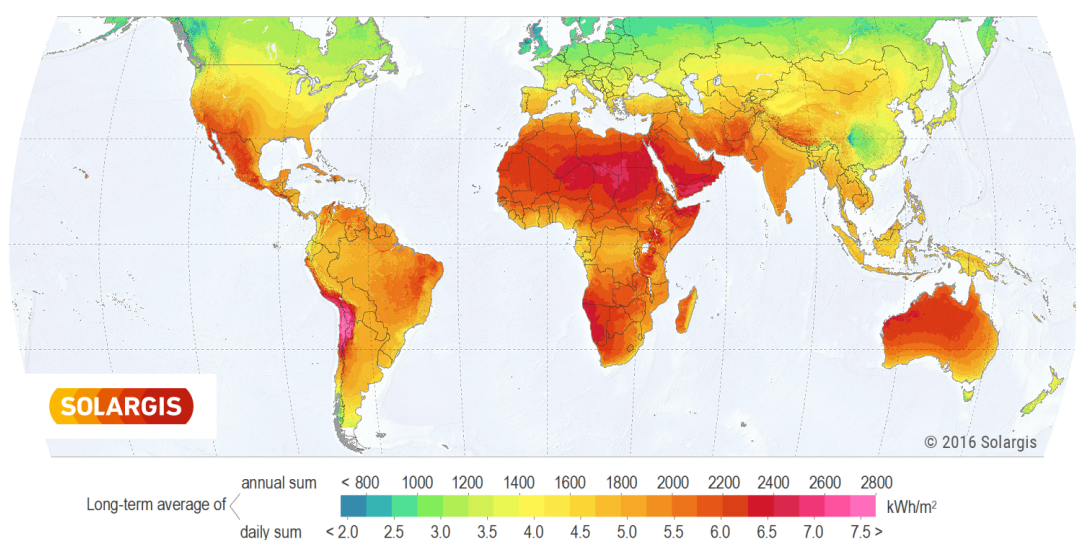


Figura 2.2: Potencial fotovoltaico no mundo.

A partir desta mesma figura pode-se observar que Portugal é um país bastante privilegiado no que toca aos níveis de radiação a nível europeu. Este valor situa-se entre os 1300 kWh/m^2 e os 1800 kWh/m^2 como se pode ver mais pormenorizadamente na figura 2.3.

2.2 Tecnologia Fotovoltaica

2.2.1 Efeito fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos são a peça chave da transformação de energia solar em energia elétrica. Esta transformação de energia ocorre devido ao chamado efeito fotovoltaico [19], ou seja, quando o material semicondutor, geralmente silício, é exposto à luz, alguns dos fótons presentes no raio de luz são absorvidos pelo cristal semicondutor o que leva a um número significativo de eletrões livres no mesmo, esta libertação de eletrões leva à existência de uma corrente elétrica. Essa corrente elétrica é possível devido ao campo elétrico formado pela projeção do material semicondutor com uma camada de partículas positivas e outra camada de partículas negativas [20]. Na figura 2.4 pode-se observar o exemplo do efeito fotovoltaico para uma junção p-n.

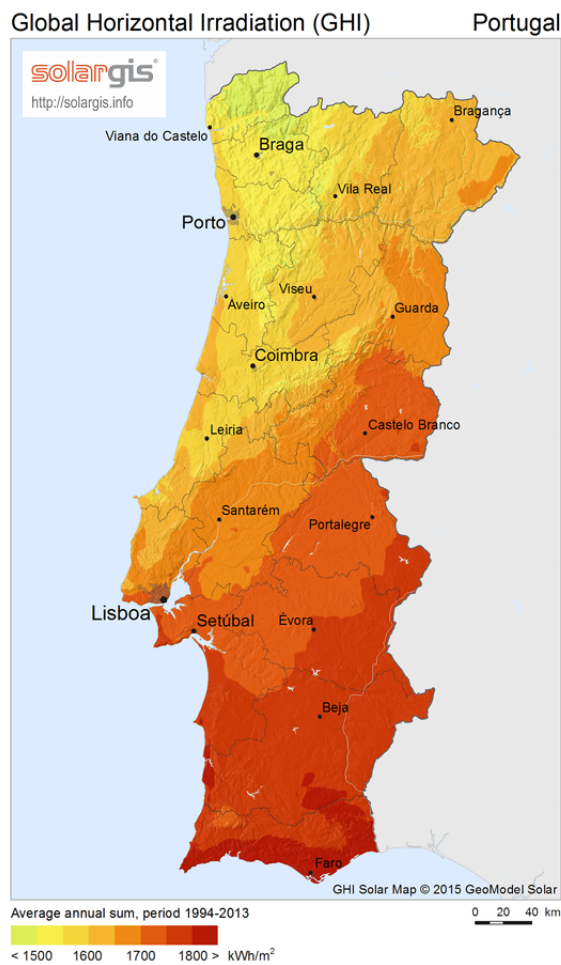


Figura 2.3: Potencial fotovoltaico em Portugal.

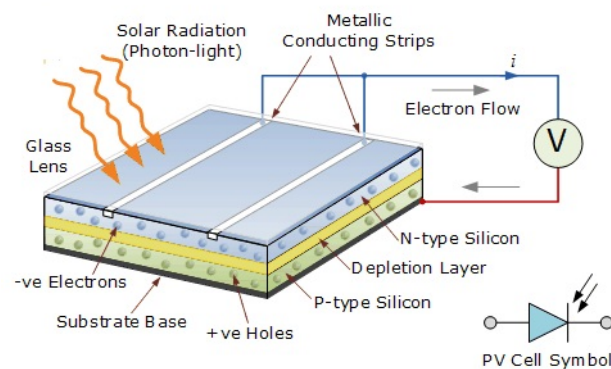


Figura 2.4: Efeito fotovoltaico.

A célula fotovoltaica é a unidade básica onde ocorre este fenómeno, sendo que os painéis fotovoltaicos são formados por módulos que por sua vez são formados por um agregado de células fotovoltaicas. Para obter maiores níveis de potência é necessário conectar células individuais em série ou paralelo. A conexão em série dá-nos uma tensão igual à soma das tensões individuais de

cada célula e a mesma corrente passa pelas células. A conexão em paralelo leva a uma corrente igual à soma das correntes individuais de cada célula e a tensão total mantém se igual à de cada célula.

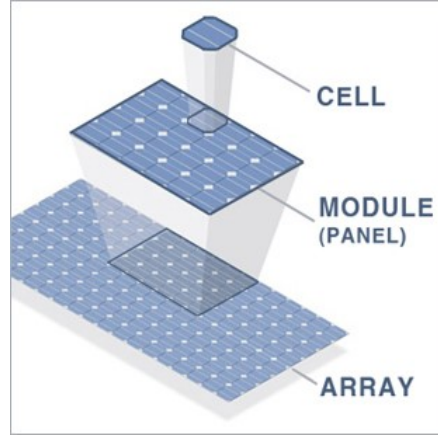


Figura 2.5: Composição de um painel fotovoltaico [3].

2.2.2 Circuito equivalente

A célula fotovoltaica pode ser expressa por um circuito elétrico equivalente como mostra a figura 2.6. Este circuito tem em conta para além da junção p-n representada pelo diodo, as suas perdas de tensão (perdas Joule devido a resistências internas) que são modelizadas pela resistência em série R_s , e as perdas por corrente (devido a correntes parasitas), modelizadas pela resistência em paralelo R_p .

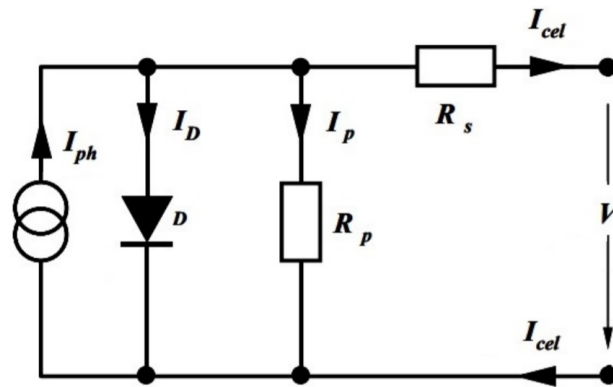


Figura 2.6: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [4].

Pelo circuito sabe-se que:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_D - I_p \quad (2.1)$$

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V + R_s I}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.2)$$

Efetuada uma simplificação do circuito:

- Em circuito aberto sabe-se que,

$$I_0 = I_{sc} \cdot e^{-\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right)} \quad (2.3)$$

- Em curto-circuito sabe-se que,

$$I_{sc} \simeq I_{ph} \quad (2.4)$$

Assim a corrente final será dada por,

$$I = I_{sc} \left(1 - e^{\frac{V - V_{oc} + R_s I}{V_t}}\right) \quad (2.5)$$

onde,

- I_{sc} representa a corrente de curto-circuito da célula [A];
- V representa a tensão da célula [V];
- V_{oc} representa a tensão de circuito aberto da célula [V];
- R_s representa a resistência em série no circuito [Ω];
- V_t representa a tensão térmica segundo a expressão 2.6 [V].

$$V_t = \frac{k \cdot T}{q} \quad (2.6)$$

onde,

- k representa a constante de Boltzman [J/K]
- T representa a temperatura da célula [K];
- q representa a carga do elétron.

2.2.3 Curva característica I-V

As células podem também ser representadas pela respetiva curva corrente-tensão (I-V) como mostra a figura 2.7, que depende dos parâmetros V_{oc} e I_{sc} , tensão em circuito aberto e corrente de curto-circuito respetivamente para determinadas condições de temperatura e de irradiância sendo que através do mesmo pode-se observar o MPP (ponto de máxima potência).

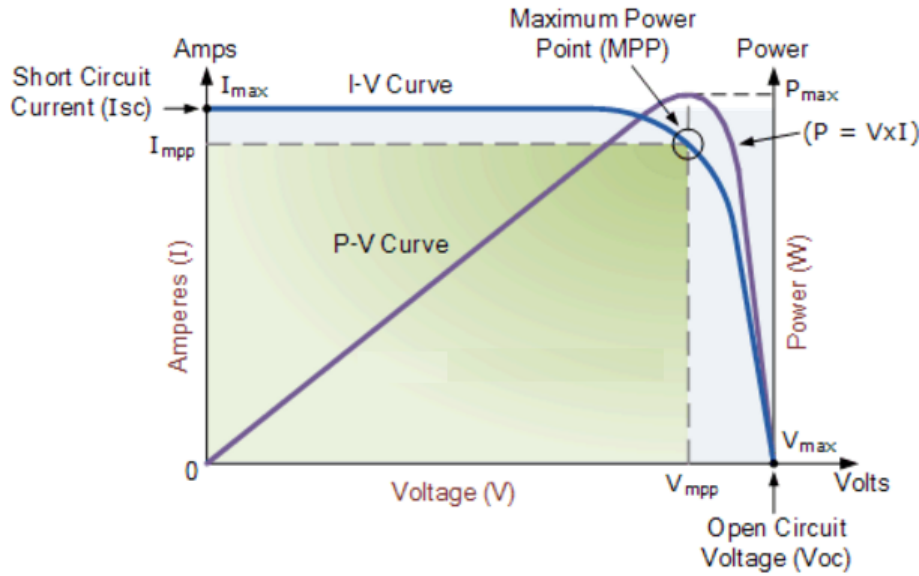


Figura 2.7: Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica [5].

As curvas da figura 2.7 dão nos informações sobre:

- MPP que representa o ponto onde a célula solar funciona à máxima potência e representa o ponto da curva I-V onde o produto destas duas grandezas é máximo.
- P_{max} representa o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da corrente pela tensão é máximo;
- I_{sc} representa o máximo valor de corrente da célula;
- V_{oc} representa o máximo valor de tensão da célula;
- I_{MPP} corresponde ao valor de corrente no MPP;
- V_{MPP} corresponde ao valor da tensão no MPP.

A partir destes parâmetros consegue-se ainda calcular o fator de forma segundo a equação 2.7, que é um fator que nos indica a qualidade da célula e expressa quanto a curva I-V se aproxima de um retângulo sendo que quanto maior o fator de forma, maior é a qualidade da célula.

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.7)$$

E rendimento da célula, que nos diz a eficiência, este é definido como o rácio da potência fornecida pela célula com a potência recebida pelo sol e é diretamente proporcional ao rendimento da mesma.

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \cdot A} \quad (2.8)$$

onde,

- G representa a irradiância solar [W/m^2];
- A representa a área da célula [m^2].

Existem também fatores que podem influenciar as características de tensão e corrente na célula [21].

A temperatura é um desses fatores, pois como se pode observar pela figura 2.8, quando a mesma aumenta dá-se uma diminuição do valor de V_{oc} e um aumento de I_{sc} . Tal efeito é devido aos coeficientes de temperatura de I_{sc} e de V_{oc} , α e β respetivamente, e consequentemente há uma diminuição da potência uma vez que β tem uma ordem de grandeza superior a α .

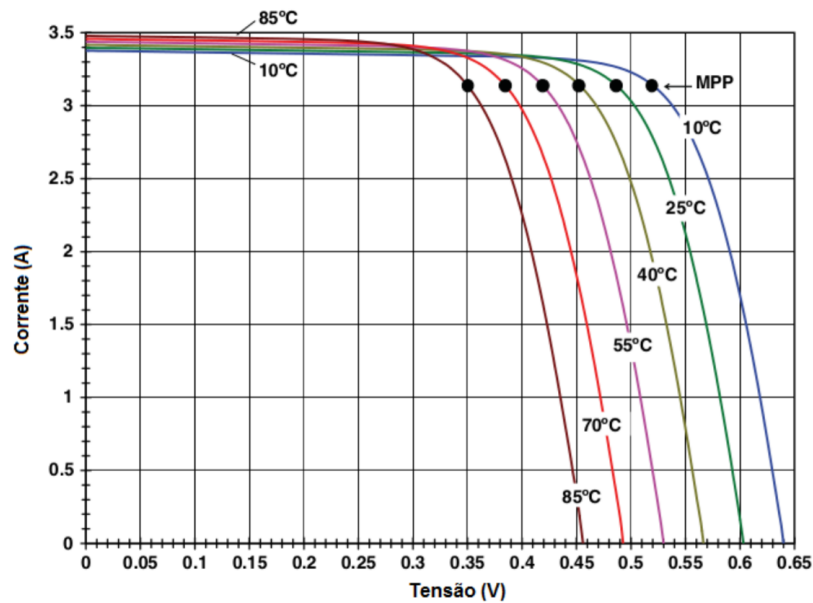


Figura 2.8: Efeito da temperatura na curva I-V

Outro fator que influencia as características da célula é a irradiância [21]. Esta é diretamente proporcional à I_{sc} da célula enquanto que a variação da tensão é muito menor como se pode observar na figura 2.9.

Os valores de tensão e corrente da célula podem por sua vez ser calculados para a nova temperatura de funcionamento através das seguintes fórmulas.

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{STC}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta T \cdot \alpha}{100}\right) \quad (2.9)$$

onde,

- $V_{oc}(T)$ representa a tensão de circuito aberto para a nova temperatura de funcionamento [V];
- $V_{oc_{STC}}$ representa a tensão de circuito aberto para as condições de temperatura média ambiente [V];
- ΔT representa a diferença entre a temperatura de STC (25°C) e a temperatura base que se quer calcular;

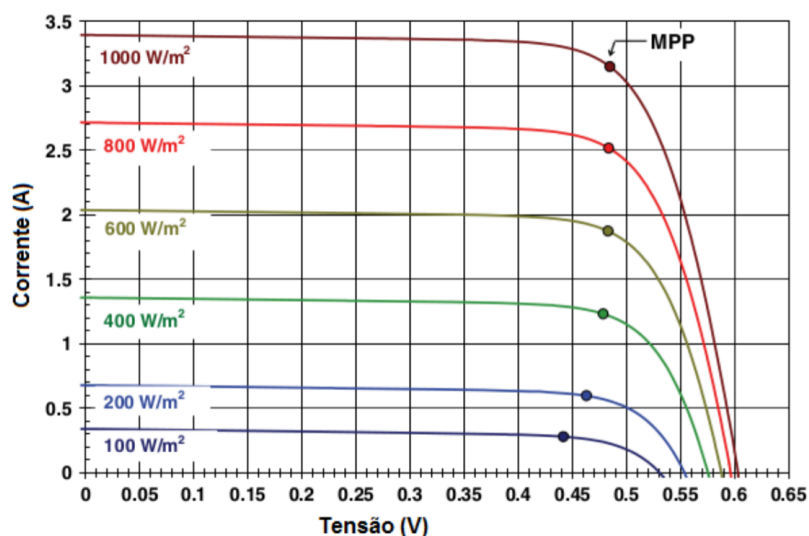


Figura 2.9: Efeito da irradiância na curva I-V

– α representa o coeficiente de temperatura para a tensão [$^{\circ}/^{\circ}\text{C}$].

O nascimento da primeira célula fotovoltaica ocorreu em 1954 por G.L. Pearson *et al.* [22].

Decorrido mais de meio século desde a invenção da mesma vários tipos de células solares têm sido investigadas, tendo sido desenvolvidas uma grande diversidade com diferentes estruturas e eficiências. A seguir apresentam-se algumas das diferentes tecnologias de células, as quais podem ser divididas em 3 principais gerações [4] [23].

2.2.4 1ª Geração (Silício Cristalino)

Esta geração caracteriza-se por ser de silício cristalino, ter baixa absorção de luz, porém os seus processos são bastante dispendiosos pois recorrem a altas temperaturas e apresentam um desperdício de cerca de 30% de silício no corte dos lingotes.

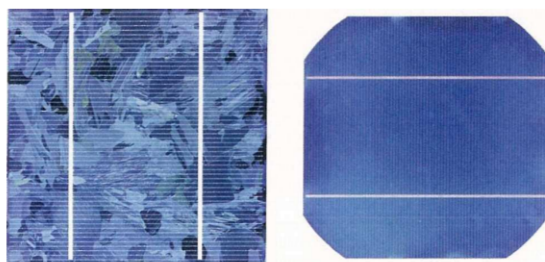


Figura 2.10: Exemplos de células de 1ª geração [6].

2.2.4.1 Célula monocristalina

É a mais antiga tecnologia fotovoltaica mas ao mesmo tempo bastante eficiente. Como o nome indica esta provém de um só cristal de silício obtido através de processos de conversão do silício

como o Método Czochralski (Cz). Esta tecnologia apresenta uma cota de mercado de cerca de 35% e apesar de os seus processos de fabrico serem bastante caros e complicados, o seu rendimento varia entre os 15% e os 18% porém, já foram atingidas eficiências acima dos 25% em laboratório.

2.2.4.2 Célula policristalina

Este tipo de células tem um processo de fabrico diferente e por isso existe formação de cristais com múltiplas orientações. Os vários processos para a sua obtenção são mais baratos que os do monocristalino mas as células também apresentam menores eficiências. Apresentam a maior cota de mercado entre as células fotovoltaicas, cerca de 55% e apresenta uma eficiência entre 13% e 15% porém, já foram atingidas eficiências acima dos 21% em laboratório.

2.2.5 2ª Geração (Películas finas aplicadas sobre substratos rígidos)

Esta segunda geração de células caracteriza-se por ser feita de compostos semicondutores ou silício amorfo, têm alta absorção de luz e o seu fabrico requer para além de um menor número de processos, menor consumo de energia relativamente à primeira geração.



Figura 2.11: Exemplo de tecnologia de 2ª geração [4].

2.2.5.1 Célula de silício amorfo

É umas das tecnologias mais antigas de 2ª geração, é produzido em vácuo por tecnologias de deposição de películas finas de silício. Gasta pouco material e energia no processo de fabrico e este é bastante maturo e não necessita de materiais tóxicos como o Cádmio nas células CdTe ou grandes quantidades de metais caros tais como o Índio nas células CIS mas em contrapartida apresenta baixa eficiência, 6% porém, já foram atingidas eficiências de 14% em laboratório. A sua cota de mercado é de cerca de 2%.

2.2.5.2 Célula de disseleneto de cobre-índio (CIS)

Estas células são formadas por cobre, índio e selênio e apresentam excelentes propriedades de absorção e não apresentam qualquer tipo de degradação subjacentes à incidência de luz ao contrário do silício amorfo. Contudo, apresentam problemas de estabilidade nos ambientes quentes e húmidos, devendo ser garantida uma boa selagem contra a humidade. É ainda de esperar que os custos de produção em massa venham a ser mais baixos que o silício cristalino. A sua eficiência está entre 7.5% e os 9.5%.

2.2.5.3 Célula de disseleneto de cobre-índio-Gálio (CIGS)

As células de CIGS são uma recente evolução das células CIS, pelo que são constituídas pelos mesmos elementos mas com a particularidade de o índio formar uma liga com o gálio o que permite alcançar maiores na ordem dos 12%, porém existem fatores limitadores para este tipo de células, sendo que o fornecimento de gálio é limitado e o Índio já é bastante usado no fabrico de LCD's. Já foram atingidas eficiências acima dos 22% em laboratório e a cota de mercado das células CIS e CIGS é cerca de 2%.

2.2.5.4 Célula de telureto de cádmio (CdTe)

Estas células têm por base o telúrio de cádmio, material de algum interesse devido a sua elevada capacidade de absorção, apresentam uma eficiência entre os 8% e 9%. Estas são obtidas por deposição em vácuo ou por *sputtering* e têm baixo custo de produção. No entanto têm a desvantagem de usar na produção o cádmio que é um metal tóxico o que trás preocupações para o ambiente, pelo que tanto o seu fabrico quanto o fim da vida útil deste tipo de células necessitam de controlo especial. A sua cota de mercado é cerca de 5%.

2.2.5.5 Célula de Arsenieto de Gálio (GaAs)

Este tipo de células, formadas por materiais semicondutores, arsenieto de gálio podem ser usadas como tecnologia de película fina apesar de o seu uso ser mais comum em células multi junção. Estas são usadas em aplicações espaciais pois têm altas eficiências, acima de 28% em laboratório, mas também apresentam um elevado custo de produção.

2.2.6 3ª Geração(Películas finas aplicadas sobre substratos flexíveis)

Este tipo de células fotovoltaicas também chamadas de fotovoltaicas emergentes referem se a tecnologias que têm o potencial para superar o limite Shockley-Queisser ou que são baseadas em semicondutores nobres e englobam as nanotecnologias para a formação das películas finas. Exemplos destas células são as células orgânicas (OPV) [24] e *pervoskite* [25].

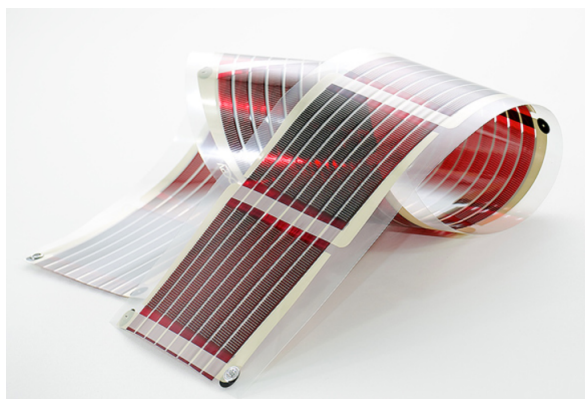


Figura 2.12: Exemplo de tecnologia de 3ª geração [7].

2.2.6.1 Células orgânicas (OPV)

São células solares de polímeros de películas finas que utilizam materiais compostos orgânicos semicondutores. Podem ser especialmente atrativas para o mercado FV integrado em edifícios devido à grande quantidade de cores que estas células podem apresentar dada a sua constituição orgânica. Têm como vantagem o seu custo de produção reduzido, porém, têm estabilidade reduzida e uma maior degradação o que constitui limitações no seu tempo de vida útil. Estas já apresentam rendimentos na ordem dos 13,2%.

2.2.6.2 Células *pervoskite*

Estas células são constituídas pelo mineral Perovskita e são relativamente recentes, 2006 onde a sua eficiência era cerca de 2,2%, porém têm apresentado um grande desenvolvimento nos últimos anos devido aos seus processos de fabrico e estudo da sua estrutura e composição, as mesmas podem ser parcialmente transparentes e a sua eficiência já atingiu os 22,1%. As limitações deste tipo de células prendem-se com a sua baixa estabilidade e degradação em ambientes húmidos.

Na figura 2.13 pode-se ver a produção anual de painéis dos 3 principais tipos de tecnologia fotovoltaica desde o ano 2000 [26]. Estima-se que em 2016 essa produção tenha sido entre 65 a 75 GW_p.

A figura 2.13 dá também uma ideia do aumento da demanda que a tecnologia solar fotovoltaica tem tido na última década.

2.3 Arranjo de células/painéis

Ao fazer ligações série ou paralelo os efeitos na tensão e na corrente irão ser os mesmos, quer se esteja a fazê-lo para células, ou painéis fotovoltaicos.

Desta forma o arranjo dos painéis pode ser feito em série e/ou paralelo dependendo da potência, tensão e corrente desejadas [21]. Dependendo da sua disposição ir-se-ão obter configurações diferentes da curva de características I-V do respetivo painel como mostra a figura 2.14

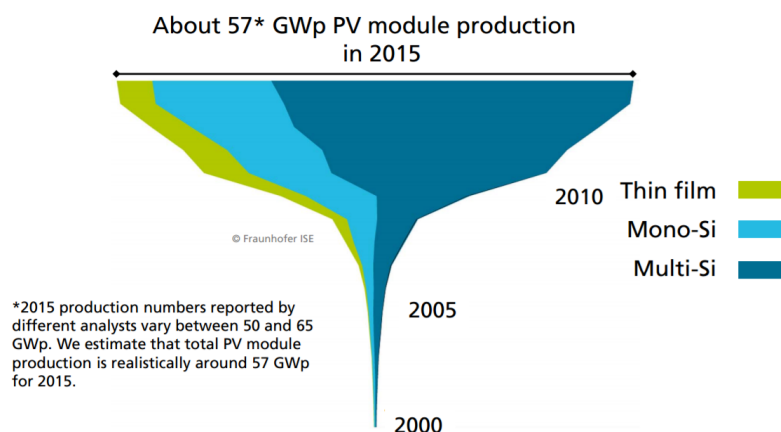


Figura 2.13: Potência produzida por tecnologia em 2015.

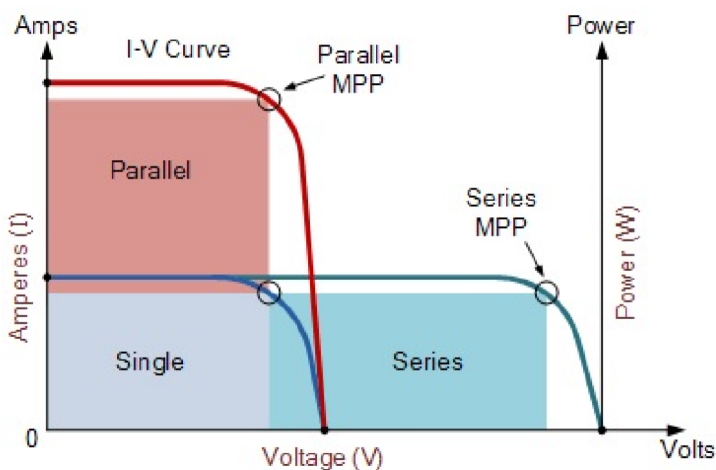


Figura 2.14: Alteração da característica I-V conforme ligação em série ou paralelo [5].

2.3.1 Arranjo dos painéis em série

O arranjo dos painéis em série leva à formação de uma string. A sua conexão terá de ser feita ligando o terminal positivo de um painel ao terminal negativo de outro painel e assim por diante dependendo do tamanho que se quer definir para a string como mostra a figura 2.15.

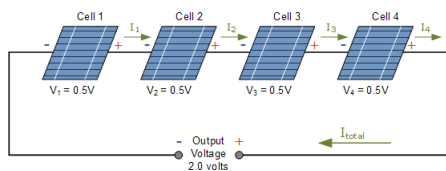


Figura 2.15: Ligação de painéis em série.

Ao associar os painéis em série tem-se então que:

$$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.10)$$

$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.11)$$

onde,

- I_n representa a corrente de cada painel associado à string [A];
- V_n representa a tensão de cada painel associado à string [V].

2.3.2 Arranjo dos painéis em paralelo

O arranjo dos painéis em paralelo necessita que sejam feitas as ligações de todos os terminais positivos juntos e de todos os terminais negativos juntos como mostra a figura 2.16.

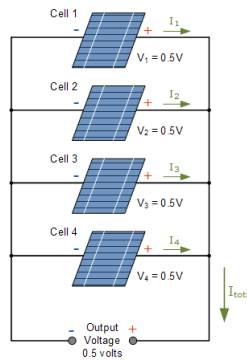


Figura 2.16: Arranjo de painéis em paralelo.

Ao associar os painéis em paralelo tem-se então que:

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.12)$$

$$V_{total} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.13)$$

2.3.3 Arranjo misto de painéis

Para além dos arranjos em série ou paralelo, podem-se contemplar situações em que há uma mistura dos dois. Tal situação acontece quando se ligam duas ou mais strings em paralelo, sendo que cada string é ligada normalmente em série e os terminais positivos de todas as string são ligados, assim como os negativos respetivamente como mostra a figura 2.17.

Ao associar os painéis de forma mista tem-se então que:

$$I_{total} = N_p \cdot I_n \quad (2.14)$$

$$V_{total} = N_s \cdot V_n \quad (2.15)$$

onde,

- N_p representa o número de painéis em paralelo;

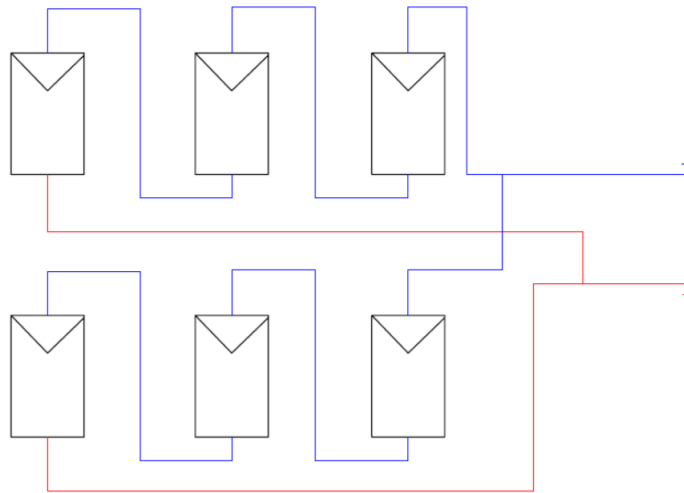


Figura 2.17: Arranjo de painéis de forma mista.

- N_s representa o número de painéis em série;

2.4 Componentes de um sistema fotovoltaico

Para além dos módulos já referidos anteriormente, um sistema fotovoltaico é ainda composto por, tal como descrito em [4]:

- **Inversor:** Este é uma peça fundamental em qualquer sistema fotovoltaico pelo que trata de fazer a conversão segura e eficiente da energia produzida em DC pelos módulos fotovoltaicos para AC, possibilitando assim a alimentação da instalação de utilização ou a injeção de energia na RESP. Este é ainda responsável pela otimização da performance devido a um mecanismo de procura do MPP, que garante que os módulos operam no seu ponto de máxima potência.
- **Contador de energia:** Para efeitos da telecontagem de energia, sendo que o contador tem que assegurar a contagem líquida dos dois sentidos, de forma a permitir ao fornecedor de energia saber quanta energia foi consumida e quanta foi injetada na rede.
- **Sistema de monitorização** Estes oferecem uma monitorização da instalação fotovoltaica em tempo real, permitem o armazenamento de dados de produção e de outros parâmetros elétricos associados, verificação de anomalias, emissão de alarmes auxiliando assim toda a operação e manutenção do sistema fotovoltaico.
- **Bateria:** Utilizadas em sistemas isolados da rede ou em sistemas que necessitem de alimentar as cargas nos períodos em que não há produção de energia suficiente, mais propriamente nas horas em que não existe sol de forma a assegurar a alimentação das cargas.

- Regulador de carga: Tem como função a gestão de cargas das baterias bem como a sua proteção contra sobrecargas.
- Aparelhagem de proteção e corte: Estas são utilizadas para proteger os demais componentes de possíveis sobrecargas e curto-circuitos causadas por possíveis causas internas como defeitos dos componentes ou externas como por exemplo descargas atmosféricas ou defeitos transitórios da rede.

2.5 Perdas no Sistema

As perdas num sistema fotovoltaico fazem com que a energia produzida pelos painéis não seja aquela que realmente é injetada na rede [27]. Ao longo de todo o processo de conversão podem-se contar com perdas tais como:

- Perdas relativas à diminuição dos níveis de irradiância que realmente atingem a superfície do painel e que variam conforme as diferentes inclinações do mesmo.
- Perdas na própria célula por reflexão, não absorção (por energia insuficiente dos fótons), transmissão (não se dá a recombinação do par elétron-lacuna na camada "n" do semicondutor).
- Perdas por sombreamento e por sujidade devido a poeiras ou excrementos de pássaros [28].
- Perdas devido à variação de temperatura nos painéis associadas à variação da potência considerando os coeficientes de temperatura.
- Perdas devido à degradação dos módulos ao longo da sua vida útil (mais acentuadas no primeiro ano de vida).
- Perdas por *mismatch* de tensão devido a painéis com diferentes características da curva I-V que quando são ligados uns aos outros provocam uma perda de rendimento pois fornecem menos potência que aquela esperada pela soma da potência dos painéis.
- Perdas nos cabos tanto do lado DC como AC devido a dimensionamento incorreto dos mesmos.
- Perdas no inversor devido à ineficiência de conversão de energia de DC para AC.
- Perdas na geração devido à indisponibilidade da rede.

O relatório de perdas do *PVsyst*, tem em conta algumas das perdas em cima apresentadas como se pode observar na figura 2.18.

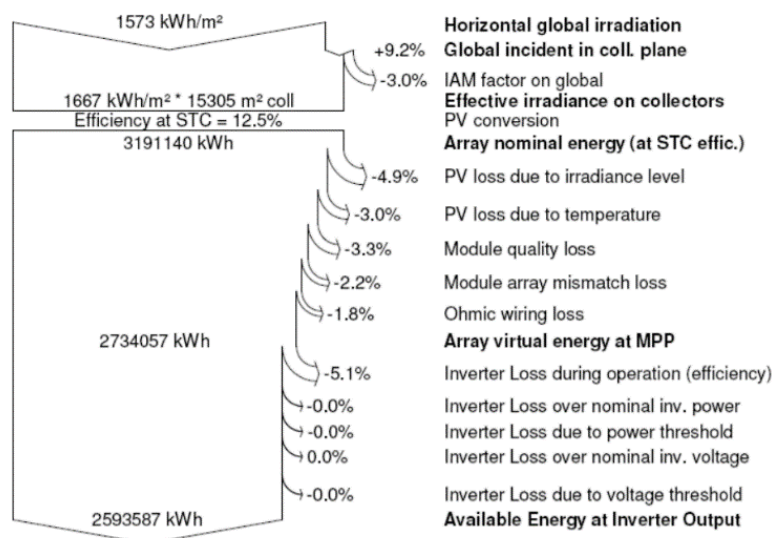


Figura 2.18: Exemplo de modelo de perdas do *PVsyst* [8]

2.6 Enquadramento legal do autoconsumo

2.6.1 Legislação Atual

O decreto lei 153/2014 de 10 de Outubro entrou em vigor em Janeiro de 2015 e estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e por Unidades de Pequena Produção (UPP) [29].

Segundo este regime de pequena produção, no caso do autoconsumo, a energia elétrica produzida, por fontes renováveis ou não, tem como principal objetivo alimentar instalação de consumo existindo a possibilidade de ligação à RESP para venda da eletricidade não autoconsumida ligeiramente abaixo do preço de mercado (pouco prejuízo devido ao excedente de energia produzida ser injetado). Neste caso o produtor beneficiará caso a instalação de autoconsumo esteja devidamente dimensionada tendo em conta as suas necessidades de consumo, minimizando a quantidade de energia injetada da RESP.

No caso aplicável à pequena produção, esta tem como objetivo a venda da totalidade da energia produzida à RESP tendo de produzir energia elétrica a partir de uma só tecnologia de produção renovável e a potência de ligação à rede tem que ser menor ou igual a 250 kW.

Estão definidos na portaria n.º 14/2015 os procedimentos para a mera comunicação prévia para UPAC, para o controlo prévio no âmbito UPAC e para UPP assim como o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014. Para registar uma UP é necessário que o interessado cumpra cumulativamente os seguintes requisitos:

- Dispor de uma instalação de utilização e, caso esta esteja ligada à RESP, seja titular do contrato de fornecimento de energia com um comercializador de eletricidade;

- Que a potência de ligação da UP seja menor ou igual a 100% da potência contratada no contrato de fornecimento de energia;
- Quando se trate de uma UPAC, a potência instalada não seja superior a duas vezes a potência de ligação
- Quando se trate de uma UPP, a energia consumida na respetiva instalação de utilização seja igual ou superior a 50% da energia produzida pela respetiva unidade, sendo tomada por referência a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior ou a relação entre previsões caso a instalação de utilização tenha menos de 1 ano.

É permitido o mesmo produtor ter várias UP desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP em nome do mesmo produtor.

2.6.1.1 Vicissitudes da atividade de produção para autoconsumo

No caso de a UPAC se encontrar ligada à RESP: Para potências inferiores a 200 W não existem condições nem taxas de registo e não é necessária a telecontagem nem seguro de responsabilidade civil. A remuneração sobre o excedente de produção só ocorre se existir registo da UPAC e há isenção de compensações.

Para potências entre 200 W e 1.5 kW, o titular da UPAC terá de apresentar uma mera comunicação prévia de exploração, através do SERUP à DGEG, não necessitando de efetuar o registo ou pagar qualquer taxa e, tal como sucede para potências inferiores a 200 W, não é necessária telecontagem nem seguro de responsabilidade civil, a remuneração sobre o excedente de produção só ocorre se existir registo da UPAC e há isenção de compensações.

Para potências entre 1,5 kW e 1 MW, o titular da instalação está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração através do SERUP, ao pagamento de taxa de registo consoante a potência que pretende instalar. A telecontagem e o seguro de responsabilidade civil são obrigatórios, sendo a telecontagem feita mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo e devendo o contador de produção localizar-se junto ao contador de consumo. A remuneração sobre o excedente de produção é feita pelo CUR sendo que o valor da energia elétrica fornecida pelo produtor é calculado pela seguinte expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \cdot OMIE_m \cdot 0,9 \quad (2.16)$$

onde,

- $R_{UPAC,m}$ representa a remuneração obtida pela venda da energia injetada na RESP [€];
- $E_{fornecida,m}$ representa a energia fornecida pela UPAC à RESP [kWh];
- $OMIE_m$ representa valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para o mercado diário [€/kWh];

- m representa o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

O titular tem também de pagar uma compensação durante 10 anos após a obtenção do certificado de exploração dependendo do total acumulado de potência instalada da UPAC comparativamente à potência total registada no Sistema Elétrico Nacional (SEN) no respetivo ano de emissão do certificado de exploração.

Essa compensação é calculada com pela seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \cdot V_{CIEG,t} \cdot K_t \quad (2.17)$$

onde,

- $C_{UPAC,m}$ representa a compensação a pagar pelo proprietário da UPAC [€];
- P_{UPAC} representa a potência instalada da UPAC [kW];
- $V_{CIEG,t}$ representa o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC [€/kW];
- K_t representa o coeficiente de ponderação dependendo da representatividade da potência da UPAC para o SEN;
- t representa o ano de emissão do certificado de exploração da UPAC.

Para potências superiores a 1 MW a instalação e a sua entrada em exploração requerem de licença de produção e licença de exploração, respetivamente, assim como pagamento de taxa de registo. A telecontagem e o seguro de responsabilidade civil são mais uma vez obrigatórios. A compensação funciona nos mesmos moldes do caso anterior e a remuneração sobre o excedente de produção terá de ser definida através de contrato bilateral.

No caso de a UPAC não se encontrar ligada à RESP: Estas necessitam de licença de produção e licença de exploração, estando o detentor sujeito a uma mera comunicação prévia de exploração, dirigida à DGEG, através do SERUP, estando dispensado de efetuar o registo.

2.6.1.2 Vicissitudes da atividade de unidades de pequena produção

Para este tipo de UP, a potência de ligação a atribuir em cada ano não pode ser superior à quota anual de 20 MW. O regime remuneratório depende do registo numa das 3 seguintes categorias:

- Categoria I – Se o produtor apenas pretender proceder à instalação de uma UPP.
- Categoria II – Se o produtor, para além da instalação de uma UPP, pretender instalar no mesmo local de consumo, tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos, ou seja proprietário ou locatário de um veículo elétrico.
- Categoria III - Se o produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretender instalar no mesmo local de consumo, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência sendo essa tarifa estabelecida anualmente. A tarifa de remuneração atribuída varia conforme o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação de percentagens à tarifa de referência e a mesma vigora por um período de 15 anos em que os produtores não podem optar por aderir a outros regimes remuneratórios. Findo esse prazo a energia elétrica proveniente da UPP passa a ser remunerada no âmbito do regime geral da produção em regime especial.

2.7 Tarifas energéticas

Em Portugal, desde 4 de Setembro de 2006 todos os consumidores estão aptos a escolher o seu fornecedor de energia elétrica no mercado liberalizado. O processo de liberalização constitui assim uma melhoria para os consumidores pois associada à liberalização do mercado interno vem melhoria da qualidade de serviço e melhorias em termos dos preços das tarifas de energia, uma vez que há um aumento da concorrência.

O setor elétrico está disposto em quatro atividades principais, produção, transporte, distribuição e comercialização, e a cada uma dessas atividades estão associados custos pelos quais o consumidor final terá de pagar.

O mercado regulado tem os custos de todas as atividades regulados pela ERSE e o mercado livre apenas tem as atividades de transporte e distribuição reguladas, sendo que para as restantes atividades os custos são negociados com o comercializador escolhido pelo consumidor.

Os custos associados às atividades em cima referidas constituem as tarifas de eletricidade. As tarifas podem ser divididas em tarifas de acesso às redes, que englobam as tarifas:

- Uso Global do Sistema, que proporciona os proveitos da atividade de gestão global do sistema, como a sua operação e custos relacionados com política energética, ambiental ou de interesse económico geral assim como os custos para a manutenção do equilíbrio contratual.
- Uso da Rede de Transporte, que proporciona os proveitos da atividade do transporte de energia, a sua operação e manutenção das redes de muito alta tensão (MAT) e alta tensão (AT).
- Uso da Rede de Distribuição, que proporciona os proveitos da atividade de distribuição de energia, a sua operação, planeamento e manutenção das redes de Média Tensão (MT).

E em tarifas transitórias de venda a clientes finais que são apenas aplicadas aos consumidores do mercado regulado pelo comercializador de último recurso e que são obtidas pela adição dos preços das tarifas de acesso às redes com as seguintes tarifas:

- Tarifa de Energia, que permite recuperar os custos com a atividade de compra e venda de energia assim como os custos da sua aquisição da energia.

- Tarifa de Comercialização, que permite recuperar os custos decorrentes da contratação, faturação e cobrança de energia aos clientes.

A evolução das tarifas por atividade são apresentadas na figura 2.19.

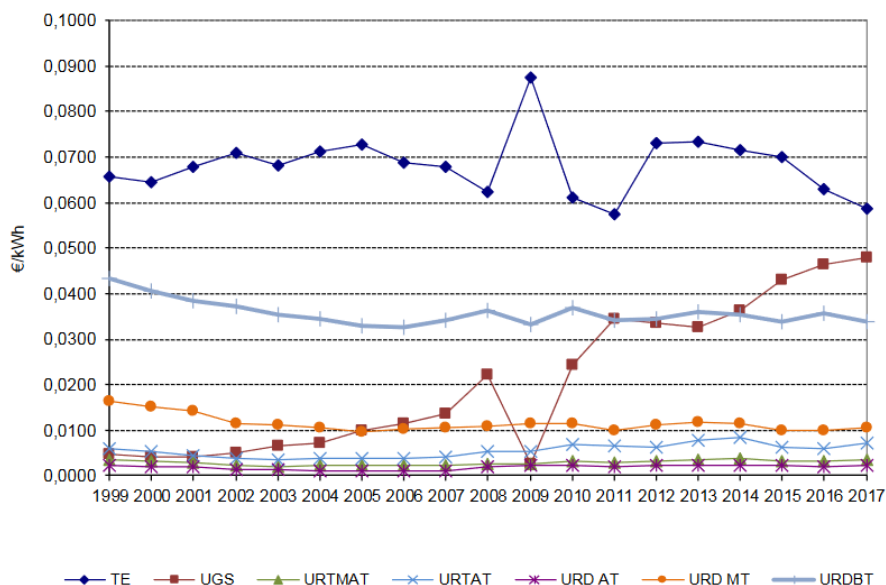


Figura 2.19: Evolução das tarifas por atividade.

A tarifa de uso global do sistema tem tido um acréscimo desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral, muito devido ao custo com a produção em regime especial (PRE). Enquanto que nas restantes tarifas os preços se têm mantido praticamente os mesmo ao longo dos últimos 18 anos.

As tarifas de referência de venda a clientes finais representam são as que melhor representam os preços praticados no mercado retalhista para toda a procura de energia elétrica. E como se pode observar na figura D.45 [30], estas têm seguido uma tendência crescente ao longo dos últimos anos.

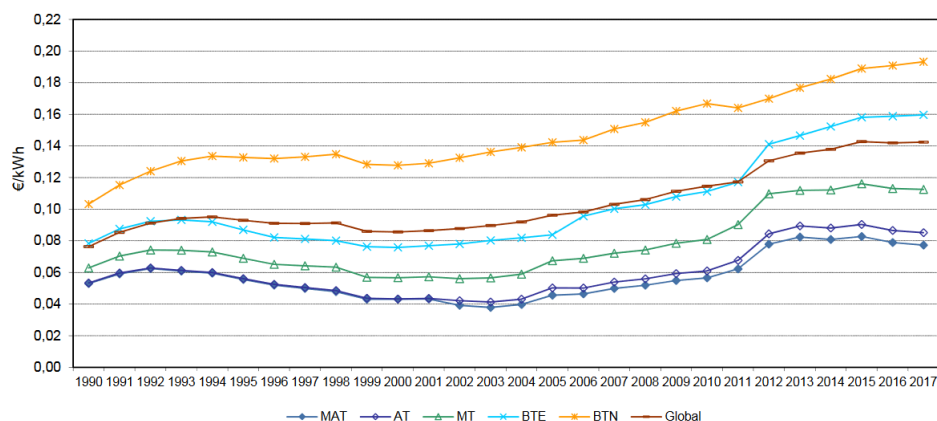


Figura 2.20: Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais

As tarifas elétricas podem ser divididas em tarifas simples em que independentemente do horário, da estação ou do consumo dos clientes, têm sempre o mesmo valor ao longo do ano, sendo que o preço do kWh é igual, para todos os períodos do dia. E tarifas em que são definidos PH (períodos horários) onde se estabelecem preços de energia por kWh para cada um deles, consoante a altura do ano.

O objetivo deste tipo de tarifas é a redução da procura de energia ao longo de períodos de grande consumo. Esperando-se da parte do consumidor, um deslocamento de atividades com grande consumo de energia, para períodos de baixa procura, proporcionando uma redução na sua fatura de eletricidade.

Assim este tipo de tarifas são aplicadas de acordo com os diferentes PH ao longo do dia sendo que cada período está relacionado com a procura de eletricidade. Existem então quatro PH:

- Ponta: referente horas de elevada procura;
- Cheias referente a horas de procura intermédia;
- Vazio referente a horas de baixa procura;
- Super vazio referente a horas de muito baixa procura;

E estão divididas em três ciclos [31]:

- Ciclo diário, em que os PH são iguais durante todos os dias da semana, não havendo distinção entre os dias úteis e os fins de semana conforme a figura 2.21.
- Ciclos semanais que apresentam diferentes PH nos dias úteis, sábados e domingos e que se pode dividir em dois ciclos, semanal e semanal opcional conforme a figura 2.22.

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 2.21: Ciclo diário.

De um modo geral os preços das tarifas de acesso às redes são compostos pelas seguintes componentes [32] em função de:

- Potência média nas horas de ponta (PHP) [€/kW.dia];
- Potência contratada [€/kW.dia];
- Energia ativa consumida nos diferentes PH [€/kWh];
- Energia reativa fornecida e consumida [€/kvarh].

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental		Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental	
Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão	Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta: 09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta: 09.15/12.15 h	Ponta: 17.00/22.00 h	Ponta: 14.00/17.00 h
Cheias: 07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias: 07.00/09.15 h 12.15/24.00 h	Cheias: 00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias: 00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal: 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal: 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias: 09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias: 09.00/14.00 h 20.00/22.00 h	Cheias: 10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias: 10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h	Vazio normal: 00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal: 00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 03.00/07.00 h	Super vazio: 03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal: 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal: 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 04.00/08.00 h	Super vazio: 04.00/08.00 h

Figura 2.22: Ciclos semanais.

2.8 Resumo

Ao longo deste capítulo foi feita uma abordagem relativamente ao potencial do recurso solar, bem como ao atual panorama fotovoltaico no mundo, o que ajuda a ter uma ideia de qual o seu potencial e quão mais pode o mercado fotovoltaico evoluir. Foi também feita uma análise das várias características das células solares bem como as suas atuais tecnologias e ainda um levantamento da legislação atual do autoconsumo, fazendo um enquadramento da situação legal, principalmente das UPAC mas também dos diferentes tipos de estruturas tarifárias, o que permite fazer um enquadramento geral para os casos de estudo da presente dissertação.

Capítulo 3

Metodologia do Modelo

3.1 Introdução

De forma a elaborar um sistema fotovoltaico fiável, é necessário planear o sistema com a máxima precisão possível, pois é fundamental evitar o sobre-dimensionamento do sistema uma vez que este irá implicar custos mais elevados a nível de inversores, painéis e restantes componentes do sistema e ter um impacto negativo na viabilidade económica do projeto.

Para o dimensionamento do sistema seguiram-se as seguintes etapas:

- Introdução das áreas disponíveis para as diferentes orientações
- Determinação do número máximo e mínimo de módulos
- Determinação do número máximo de *strings*
- Potência de pico a instalar através da sobrepotenciação do sistema.
- Escolha dos inversores
- Configuração/distribuição dos módulos pelos inversores

3.2 Dimensionamento do Sistema

3.2.1 Área Disponível

A escolha da área disponível é o início do processo de dimensionamento. O modelo irá receber os valores das áreas que a instalação tem disponível para a implementação do sistema FV para as 3 orientações possíveis (nascente, poente e Sul).

Uma vez que as diferentes opções disponíveis para os painéis têm todas a mesma dimensão, calcularam-se o número máximo de painéis que são possíveis instalar nessas mesmas áreas dando um espaçamento de 1 cm de largura e 1 cm de comprimento para cada painel. Assim sendo o número máximo de painéis calcula-se pela seguinte expressão:

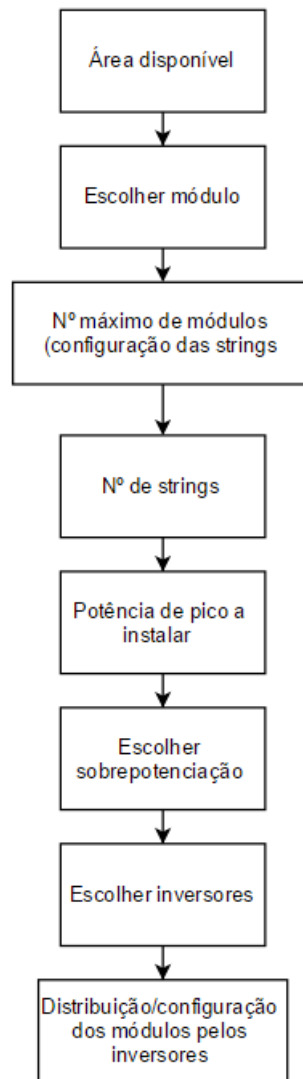


Figura 3.1: Etapas de dimensionamento do sistema a partir da área disponível.

$$N^{\circ} \text{ max de paineis} = \frac{A}{(l + 0,01) \cdot (c + 0,01)} \quad (3.1)$$

onde,

- A é a área disponível [m^2];
- l é a largura do painel [m];
- c é o comprimento do painel [m].

O número máximo de painéis será então dado por:

$$N^{\circ} \text{ max} = \frac{A}{(0,665 + 0,01) \cdot (1,611 + 0,01)} = \frac{A}{1,09418} \quad (3.2)$$

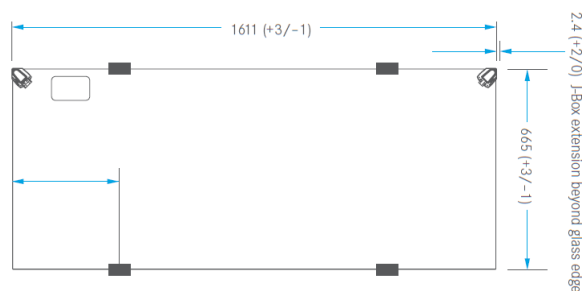


Figura 3.2: Ilustração das dimensões de uma painel [9].

A escolha dos painéis para a área disponível deve ser feita tendo em conta a potência FV que se pretende instalar.

Ao escolher um painel de uma determinada potência vai se limitar o número de painéis e o número de *strings* a instalar.

3.2.2 Número máximo de painéis por *string* limitado pela temperatura mais baixa

De forma a obter número máximo de painéis por *string* tem de se assegurar que a tensão máxima da interligação dos módulos não ultrapassa a tensão máxima do sistema segundo os limites de máxima tensão de entrada do inversor [33].

Porém os cálculos têm de ser efetuados para uma temperatura base de forma a evitar funcionamento indevido do inversor durante o Inverno pelo que esta foi definida como sendo -10°C embora que em Portugal raramente se atinja tal temperatura.

Como tal é necessário recorrer à expressão 2.9 apresentada anteriormente.

Obtido o valor de V_{oc} para essa mesma temperatura consegue-se então limitar o número de painéis sendo que:

$$V_{max} > N^{\circ max} \cdot V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) \quad (3.3)$$

onde,

- V_{max} é a tensão máxima DC do inversor [V];
- $N^{\circ max}$ é o número máximo de painéis;
- $V_{oc}(-10^{\circ}\text{C})$ é o valor corrigido da tensão do painel para a temperatura de funcionamento de -10°C [V];

3.2.3 Número mínimo de painéis por *string* limitado pela temperatura mais alta

Para este caso tem de se assegurar que a tensão mínima da interligação dos painéis não é menor que a tensão mínima do sistema segundo os limites de operação de tensão do inversor, utilizando uma temperatura base de 70° uma vez que no verão os painéis podem estar sujeitos a essa ordem de temperatura.

Então para determinar o número mínimo de painéis por *string* recorre-se mais uma vez à expressão 2.9.

$$V_{min} > N^o \text{ min} \cdot V_{oc}(70^\circ C) \quad (3.4)$$

onde,

- V_{min} é a tensão mínima DC do inversor [V];
- $N^o \text{ min}$ é o número mínimo de painéis;
- $V_{oc}(70^\circ C)$ é o valor corrigido da tensão do painel para a temperatura de funcionamento de $70^\circ C$ [V];

3.2.4 Número de *strings* em paralelo

Como a configuração base do inversor é composta por 7 *strings* para cada inversor de 6 entradas, sabe-se que uma das entradas será composta por duas *strings* em paralelo sendo que uma das entradas MPPT terá de suportar a corrente de até três *strings*.

Portanto para o dimensionamento da mesma é preciso ter em atenção as correntes máximas de curto-circuito por MPPT de forma a que a I_{sc} das *strings* em paralelo não exceda essa mesma corrente.

$$I_{sc}^{max} > I_{sc \text{ strings}} \quad (3.5)$$

onde,

- I_{sc}^{max} é a corrente de curto-circuito máxima por MPP [A];
- $I_{sc \text{ strings}}$ é a corrente de curto-circuito das *strings* em paralelo [A];

O coeficiente de temperatura α para I_{sc} é bastante baixo pelo que se pode considerar desprezável, portanto apenas se tem de ter em atenção a expressão anterior.

3.2.5 Escolha dos Inversores

Tratando se o sistema a modelar de uma configuração de inversor de *string*, este tem também de respeitar certos limites relacionados com a capacidade do sistema instalado sendo que a escolha do mesmo é feita segundo a expressão 3.6 [33]:

$$0,7 \cdot P_{FV} \leq P_{inv \text{ DC}} \leq 1,2 \cdot P_{FV} \quad (3.6)$$

Onde,

- P_{FV} representa a potência máxima nominal do sistema fotovoltaico [kW];
- $P_{inv \text{ DC}}$ representa a potência DC máxima nominal do inversor [kW].

O inversor terá de funcionar entre esses limites definidos e como se pode ver através da expressão 3.6 o mesmo aguenta algum nível de sobrecarga.

3.3 Modelização da Produção

Para proceder à análise modelizadora das produções foi preciso criar uma base de dados com os dados mensais de energia injetada na rede para os locais de produção e respetivas orientações recorrendo ao *software PVsyst*.

Os locais de produção escolhidos foram 20, sendo 18 as capitais de distrito de Portugal continental, que são: Aveiro, Beja, Braga, Bragança, Castelo Branco, Coimbra, Évora, Faro, Guarda, Leiria, Lisboa, Portalegre, Porto, Santarém, Setúbal, Viana do Castelo, Vila Real, Viseu e as restantes duas cidades pertencentes a cada uma das regiões autónomas, Funchal para a região autónoma da Madeira e São Miguel para a região autónoma dos Açores.

Quanto às orientações escolhidas, as mesmas foram:

- Nascente com os painéis inclinados a 5°
- Poente com os painéis inclinados a 5°
- Sul com os painéis inclinados a 30°

Para proceder à simulação através do *PVsyst* utilizou-se como referência o painel de 145 W, de tecnologia de película fina CIGS com as seguintes características:

ELECTRICAL PERFORMANCE AT STC ¹			MS140GG-03	MS145GG-03	MS150GG-03	MS155GG-03	MS160GG-03
Nominal Power	P_{MPP}	[W]	140	145	150	155	160
Nominal Efficiency	η	[%]	13.1%	13.6%	14.0%	14.5%	15.0%
Power Output Tolerance		[W]	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0
Maximum Power Voltage	V_{MPP}	[V]	21.5	22.1	22.7	23.2	23.8
Maximum Power Current	I_{MPP}	[A]	6.49	6.55	6.62	6.68	6.74
Open Circuit Voltage	V_{OC}	[V]	27.0	27.5	27.9	28.3	28.7
Short Circuit Current	I_{SC}	[A]	7.38	7.39	7.39	7.40	7.41
Maximum Series Fuse Rating		[A]			25		
Maximum System Voltage	(IEC/UL)	[V]			1000/600		

¹ Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m², 25°C cell temperature, AM 1.5 spectrum

Figura 3.3: Características do painel utilizado como referência [9].

Porém foi necessário criar o painel uma vez que o mesmo não se encontrava na base de dados do *software*.

Os restantes painéis que podem ser escolhidos para fazer a análise do sistema são painéis de 120, 125, 130, 135, 140 e 150 W.

E as características dos quatro primeiros painéis podem ser encontradas nas *datasheets* em anexo C, as restantes encontram-se na figura 3.3.

O inversor escolhido para fazer a simulação foi um inversor de 30 kW de potência nominal, com as seguintes características:

Figura 3.4: Modelo do painel criado no PVsyst [8].

		Efficiency
Max. Efficiency		98.6%
European Efficiency		98.3%
		Input
Max. DC Usable Power		30,600 W
Max. Input Voltage		1,000 V
Max. Current per MPPT		23 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		32 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage		200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range		480 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range		200 V ~ 950 V
Rated Input Voltage		620 V
Max. Number of Inputs		6
Number of MPP Trackers		3
		Output
Rated AC Active Power		30,000 W
Max. AC Apparent Power		33,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		30,000 W
Rated Output Voltage		220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current		48 A
Adjustable Power Factor		0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%

Figura 3.5: Especificações técnicas do inversor [10].

As restantes especificações podem ser vistas na *datasheet* completa em anexo.

Os restantes inversores que podem ser escolhido para fazer a análise do sistema são inversores de 8, 10, 12, 15, 17, 20, 23 e 28 kW, e as suas características podem ser encontradas nas *datasheets* em anexo C.

A configuração utilizada na simulação para modelização da produção apresenta uma potência de referência de 35525 Wp, sendo composta por sete *strings*, cada uma com 35 painéis de 145 W. Uma vez que o inversor só tem seis entradas é necessário fazer a ligação de duas *strings* numa só entrada.

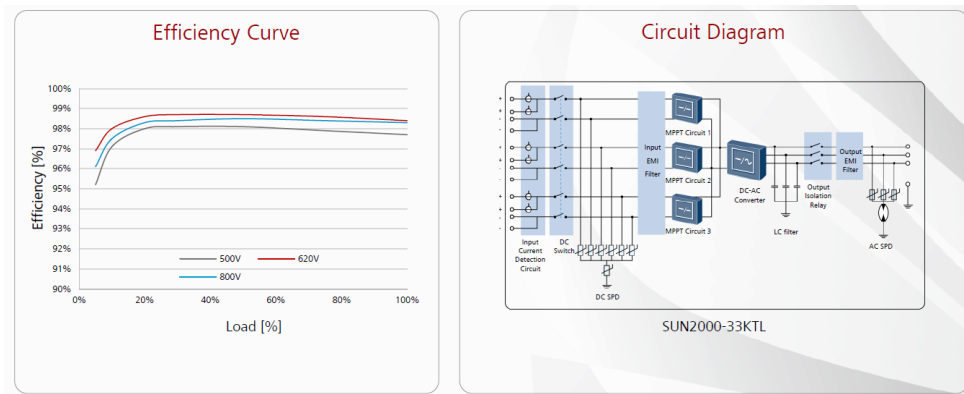


Figura 3.6: Curva de eficiência e diagrama do circuito do inversor [10].

3.3.1 Análise de dados da localização

Os valores da energia injetada na rede a cada mês encontram-se nas figuras em anexo D, enquanto que os valores anuais de energia produzida injetada na rede podem também ser observados na figura 3.7.

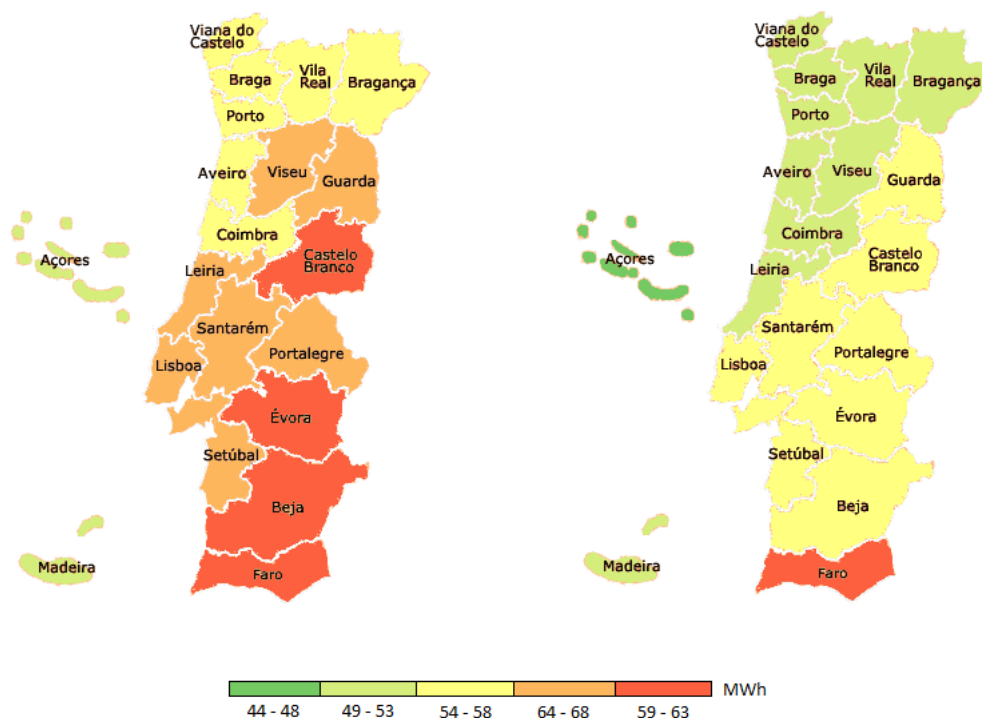


Figura 3.7: Mapas de energia injetada na rede com orientação a sul (esquerda) e orientação a nascente e poente (direita).

De facto é no sul do país que se podem obter melhores proveitos do recurso solar como se pode observar na figura 3.8 [34] uma vez que é lá que o existe um maior número de horas sol pico,

isto é a quantidade de energia solar que está disponível num dia típico nessa mesma localização e que representa o número de horas em que se tem uma irradiação de 1000 W/m^2 [35].

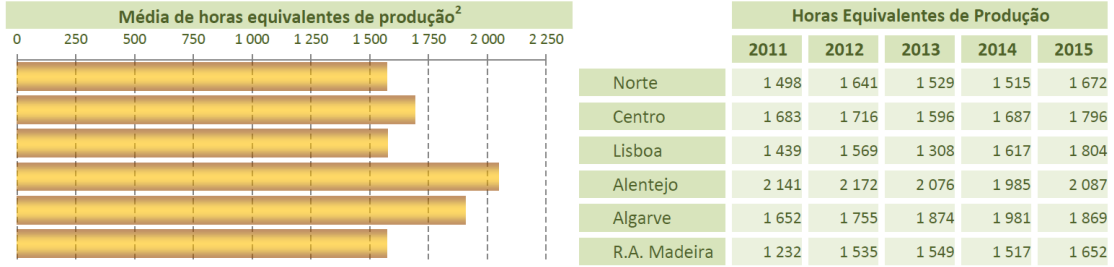


Figura 3.8: Horas equivalentes de produção em Portugal.

Para conseguir obter os valores da produção de 15 em 15 minutos para determinada cidade foi necessário obter uma produção base com o mesmo intervalo de tempo. Assim sendo, com recurso ao *PVsyst* obteve-se uma produção base de energia, neste caso do Porto para cada uma das orientações definidas.

Com os valores desta produção conseguiram-se obter os valores de produção para todas as restantes localizações do modelo, bastando para tal seguir a seguinte expressão.

$$E = \frac{\sum_{i=1}^n (E_{base,string_n} \cdot P_{string_n} \cdot \frac{E_{string_n,m}}{E_{base,string_n,m}})}{P_{p\ ref}} \quad (3.7)$$

onde,

- $E_{base,string_n}$ representa a energia produzida no Porto num intervalo de 15 minutos em para determinada *string* [kWh];
- P_{string_n} representa a potência de pico de determinada *string* [kWp];
- $E_{string_n,m}$ representa a energia produzida em determinado mês por determinada *string* [kWh];
- $E_{base,string_n,m}$ representa a energia produzida no Porto em determinado mês por determinada *string* [kWh];
- $P_{p\ ref}$ representa a potência de pico de referência usada na simulação [kWp];
- n representa o número de *strings*;
- m representa o mês para o qual se estão a efetuar os cálculos.

3.4 Modelização do Consumo

Os perfis de consumo são parte importante deste modelo, pois é através do estudo e decomposição dos mesmo que se pode ter noção de qual a melhor solução para a instalação da UPAC.

A partir destes dados de consumo, diagramas de carga ou faturas, pode-se ver o comportamento energético da instalação antes da instalação da UPAC, e fazer a sua análise energética da instalação para posterior análise financeira.

São então necessários os dados reais de consumo da instalação com o mínimo de um ano de histórico de forma a adequar o sistema às suas necessidades de produção, uma vez que se a produção coincidir com o consumo então grande parte da energia irá ser autoconsumida.

Existem porém vários tipos de consumidores sendo que para cada um deles podem existir diagramas de carga muito típicos dependendo do nível de tensão e se o consumidor é doméstico, comercial, ou industrial, podendo cada um deste tipo de consumidores apresentar ainda períodos de consumo díspares entre eles dependendo de variáveis tais como hábitos de consumo, tipo de negócio. Por exemplo uma indústria que trabalha dois dias por semana com dois turnos tem perfil *x* e uma indústria que trabalha 7 dias por semana tem perfil *y*.

Existem duas formas de o modelo receber os dados relativos ao consumo do cliente, ou através de um ano de histórico de faturas ou através de um diagrama de cargas, de 15 em 15 minutos durante o período de pelo menos um ano, ambas contemplando a energia consumida em *kWh*.

Para o caso das faturas, estas terão de sofrer uma decomposição dos valores da energia associados a cada PH do período da faturação para uma potência média em *kW*. Então, depois de fazer o cálculo do número de PH para as horas de vazio, super vazio, ponta e cheia calcula-se a potência média da seguinte forma:

$$P = \frac{E}{t} \quad (3.8)$$

Onde,

- P é a potência [*kW*];
- E é a energia [*kWh*];
- t é o período de tempo [h].

Depois de calculadas as potências médias faz-se a sua distribuição de 15 em 15 minutos pelos PH de um dos ciclos escolhidos das figuras 2.21 e 2.22.

De seguida passa se essa potência de novo para valores de energia e obtém-se o diagrama de cargas do cliente de 15 em 15 minutos em *kWh*.

3.5 Mapa de Quantidades

O mapa de quantidades da instalação fornece uma perspetiva do investimento inicial do projeto, de forma a poder mais tarde executar uma análise económica.

Neste mapa constam os custo relativos a:

- Painéis;

- Inversores;
- Estruturas;
- Quadro AC;
- Cabo DC;
- Cabo AC;
- Contador;
- Kit de proteção de interligação;
- Mão de obra.

Uma vez que os inversores dispõem de dispositivos de proteção contra surtos já integrado do tipo II, quer do lado DC quer do lado AC, não são utilizados na instalação quaisquer fusíveis de fileira ou quadro DC.

3.5.1 Cabo DC

De forma a saber o custo associado ao cabo utilizado para a instalação foi necessário fazer o dimensionamento da secção do cabo de forma a que a queda de tensão máxima admissível seja menor que 1%. De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712, o cabo da *string* tem ainda de respeitar a seguinte condição:

$$I_{cabo} \geq 1,25 \cdot I_{cc} \quad (3.9)$$

onde,

- I_{cabo} representa a corrente suportada pelo cabo da *string* [A];
- I_{cc} representa a corrente de curto-circuito do painel [A].

Assim para o dimensionamento do cabo DC foi usada a seguinte fórmula [36] [37]:

$$\Delta U(\%) = b \cdot \frac{L \cdot I_{MPP}}{S \cdot V_{MPP}} \cdot \rho \cdot 100 \quad (3.10)$$

onde,

- L representa o comprimento do cabo [m];
- I_{MPP} representa a corrente MPP da *string* [A];
- S representa a secção do cabo [mm²];
- V_{MPP} representa a tensão MPP da *string* [V];

- ρ representa a resistividade dos condutores à temperatura em serviço normal, isto é, 1,25 vezes a resistividade a 20 °C (0,0225 para o cobre e 0,036 para o alumínio) [$\Omega \cdot mm^2/m$];
- b representa um coeficiente igual a 1 para os circuitos trifásicos e igual a 2 para circuitos monofásicos.

O custo do cabo DC será definido em €/m.

Para o dimensionamento do cabo no lado DC, o seu comprimento foi definido a partir de um algoritmo que recebe a área disponível e escolhe as dimensões de largura e comprimento dessa mesma área de forma a que a disposição das *strings* e posição do inversor permitam o menor comprimento de cabo possível de forma a diminuir os custos em cabo bem como as suas perdas.

3.5.2 Cabo AC

Para o cabo AC foi necessário fazer o dimensionamento da secção do cabo de forma a que a queda de tensão máxima admissível seja menor que 1,5%.

Para o dimensionamento do mesmo usou se a seguinte fórmula:

$$\Delta U(\%) = b \cdot \frac{L \cdot I_B}{S \cdot U_c} \cdot \rho \cdot 100 \quad (3.11)$$

onde,

- L representa o comprimento do cabo [m];
- I_B representa a corrente de serviço do inversor [A];
- U_c representa a tensão composta da rede à saída do inversor;
- S representa a secção do cabo [mm^2];
- ρ representa a resistividade dos condutores à temperatura em serviço normal, isto é, 1,25 vezes a resistividade a 20 °C (0,0225 para o cobre e 0,036 para o alumínio) [$\Omega \cdot mm^2/m$].
- b representa um coeficiente igual a 1 para os circuitos trifásicos e igual a 2 para circuitos monofásicos.

Para fazer a ligação do inversor trifásico à rede, e segundo o seu diagrama de circuito da figura 3.6, o cabo a utilizar terá de ser um cabo de 5 condutores (3 fases + neutro + terra) e o preço final do cabo será definido em €/m.

3.5.3 Contador e datalogger

O mapa de quantidades é também composto por um contador que mede a energia entregue à RESP pela instalação fotovoltaica. A energia será medida por um contador que é propriedade do produtor. Este contador é independente de um outro contador, que mede a energia consumida a partir da rede conforme descrito em 2.6.1.1. O produtor pode também pretender não injetar

energia na RESP, sendo que nesse caso deverá instalar um sistema que o impeça, não sendo assim necessária a instalação de contador. É também instalado um *datalogger* que integra um sistema de monitorização que permite obter dados sobre o sistema e a sua performance.

3.5.4 Proteção de interligação

As instalações com ligação à RESP em MT deverão possuir proteções definidas para a interligação com a RESP, sendo fundamental a instalação de um relé de proteção de interligação.

Regra geral é utilizada a proteção de máxima tensão homopolar para potências superiores a 250 kW, porém se justificado pelo operador da rede de distribuição poderá ser necessário utilizar a proteção de máxima tensão homopolar para potências de interligação inferiores a 20 kW.

Para ligações BT ou MT à RESP que não necessitem de proteção de máxima tensão homopolar as proteções de interligação poderão estar incluídas no inversor.

A proteção de interligação garante o funcionamento do sistema através da deteção e atuação perante defeitos pois permite fazer a medição dos valores de mínimos e máximos de corrente, tensão e frequência bem como os valores de corrente e tensão homopolar.

A sua monitorização é feita através de TI's para medição de corrente e TT's para medição da tensão.

3.5.5 Outros custos

É ainda preciso ter em conta a utilização de estruturas para fixação dos painéis de acordo com a sua inclinação definida, sendo para o efeito necessária a instalação de estruturas. Para além disso é necessário contar com os custos de mão de obra que podem ir desde custos com a montagem de estruturas e painéis como instalação elétrica e logística associada. Tanto os custos relativos à estrutura e à mão de obra são definidos em €/Wp.

3.6 Impacto Económico

Após fazer a modelização do consumo real sobre a produção da UPAC ao longo de um determinado período de tempo, consegue-se visualizar de forma clara e real qual o verdadeiro impacto da mesma na instalação de consumo.

Assim, após fazer o *match*, ou seja, a correspondência dos valores de produção e consumo anteriormente referidos obtêm-se os valores do consumo líquido de energia e os valores da energia injetada na rede ao longo desse mesmo período após a instalação da UPAC.

Fazendo a divisão por PH conseguem-se obter então os valores das somas dos valores energéticos de cada uma das variáveis, produção, consumo, consumo após e injeção na rede, para cada mês do período de tempo determinado.

Sabendo o preço de cada um dos PH para esse determinado consumidor, em €/kWh assim como o preço da potência média em horas de ponta (PHP) consegue-se obter o valor monetário para cada uma das variáveis.

Assim pode-se obter um valor de poupança efetiva num determinado período de tempo fazendo a seguinte operação:

$$Poupe_{efetiva} = Custos_{antes} - Custos_{depois} + Prov_{inj} \quad (3.12)$$

onde,

- $Custos_{antes}$ representa os custos de faturação do consumo antes da instalação da UPAC [€];
- $Custos_{depois}$ representa os custos de faturação do consumo após a instalação da UPAC [€];
- $Prov_{inj}$ representa os proveitos obtidos pela venda de energia à RESP após a instalação da UPAC [€].

3.6.1 Evolução dos preços

Para fazer a análise económica durante o tempo de vida útil da instalação, que são 25 anos, considerou-se que os preços da energia comprada à RESP irão crescer segundo uma inflação de 2%.

Já para determinar a evolução dos preços do OMIE de forma a saber a preço de venda da energia injetada na rede por parte da instalação fez-se linha de tendência dos preços desde o ano de 1998 até 2016.

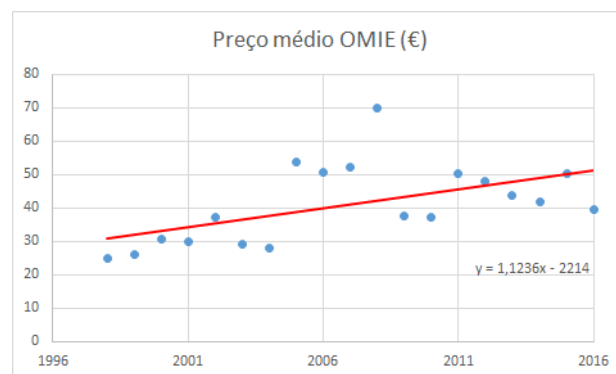


Figura 3.9: Reta de tendência dos preços médios do OMIE.

Ao aplicar essa linha ao tempo de vida útil do projeto observou-se que a evolução dos preços do OMIE também era de cerca de 2% ao ano, logo aplicou-se uma taxa de inflação de 2% para todos os preços de compra e de venda de energia à RESP.

3.6.2 Degradação do Painel Fotovoltaico

Para fazer a análise do impacto económico é preciso ter em conta os valores da produção fotovoltaica ao longo do período de vida útil dos painéis.

Os painéis fotovoltaicos sofrem uma quebra de rendimento ao longo do seu tempo de vida útil associada à sua degradação devido a fatores como a ação da humidade, temperatura, degradação induzida pelo potencial [38], ou mesmo devido ao processo de fabrico ou montagem dos painéis.

A degradação dos painéis pode ser dada pela taxa de degradação é de cerca de 0,8% ao ano o que no final de 25 anos representa um decréscimo de 20% de produção.

Assim a quebra de rendimento dos painéis apresenta grande influência na produção de energia e consequentemente no impacto económico da instalação.

3.6.3 Indicadores de investimento

Com os valores obtidos através do mapa de quantidades referido anteriormente em 3.5, pode-se passar ao cálculo dos seguintes indicadores de avaliação de projeto de investimento, tal como descrito em [39]:

- *Payback* - É o tempo de retorno do investimento, ou seja, o número de anos necessários para que o investimento inicial seja recuperado a partir dos *cash-flows* líquidos gerados, ou seja, diz-nos quantos anos demora o projeto a pagar-se e a começar a dar lucro.
- VAL - O valor atual líquido é um indicador que define a rentabilidade do projeto a longo prazo tendo em conta todos os *cash-flows*, devidamente atualizados durante o tempo de vida do projeto tendo em conta uma taxa de desconto ou *weighted average cost of capital* (WACC).

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(i+1)^t} \quad (3.13)$$

onde,

- CF_t representam os cash flows ao longo do tempo de vida útil do projeto [€];
- t representa os anos;
- i representa a WACC.

Se o VAL tiver um valor superior a 0 significa que o projeto gera excedentes financeiros, caso contrário o projeto não é economicamente viável.

- TIR - É a taxa interna de rentabilidade, ou seja, é o retorno financeiro que se pode esperar do projeto sendo que quanto maior for o seu valor mais atraente será o investimento. Esta representa a taxa de desconto para a qual o VAL é igual a 0 sendo que quando a taxa de desconto é inferior à TIR o VAL do projeto é superior a 0.

$$TIR : VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(TIR+1)^t} = 0 \quad (3.14)$$

3.7 Configuração do Sistema

De forma a fazer escolha dos inversores, e a distribuição da potência de pico a instalar pelo diversos inversores, foi necessário ter em conta um valor de sobrepotenciação de forma a definir

quantas *strings* leva cada inversor e quantos painéis leva cada *string* que liga a determinado inversor. A existência de sobrepotenciação entre a potência instalada e o inversor pode por vezes trazer benefícios para o sistema, ajudando a obter melhor desempenho do mesmo [40].

Assim procurou se fazer aproximar todos os inversores da sua sobrepotenciação máxima segundo a expressão 3.15.

A sobrepotenciação é nos dada por:

$$S_p = \frac{P_p}{P_n} \quad (3.15)$$

onde,

- P_p representa a potência de pico que se pretende instalar [kW_p];
- P_n representa a potência nominal do inversor [kW].

Os resultados obtidos de forma a se aproximar dessa sobrepotenciação base foram os seguintes:

Tabela 3.1: Valores para sobrepotenciação máxima de 20%.

P_n inversor	<i>strings</i> por inversor	S_p base max	Painéis por <i>string</i>
30	7	1,184166667	35
28	7	1,19625	33
23	6	1,172608696	31
20	5	1,19625	33
17	4	1,194117647	35
15	4	1,198666667	31
12	3	1,19625	33
10	2	1,015	35
8	2	1,19625	33

Assim a partir desta tabela sabe-se como vai ser distribuída a potência pelos inversores, sendo que o número de inversores de determinada potência será escolhido tendo em conta uma sobrepotenciação da instalação pedida no início do projeto e que a potência de pico final a instalar poderá ser menor que a potência de pico desejável no início do projeto dada a área definida.

De forma a fazer a distribuição das *strings* pelos respetivos inversores selecionados foi criada uma rotina em VBA cujo código está presente se encontra em anexo B.

A distribuição das *strings* é feita pelos inversores de forma a que preencher primeiramente as *strings* da mesma orientação pelo inversor, porém um determinado inversor poderá conter *strings* de diferentes orientações apesar de o número de painéis por *string* ser o mesmo para cada inversor. Este facto aborda a problemática das perdas por *mismatch* de tensão uma vez que o inversor poderá ter na mesma entrada MPPT *strings* com diferentes configurações o que levará a perda de rendimento por parte de algumas *strings*. Embora os inversores escolhidos para o modelo tenham várias entradas MPPT, o que permite maior versatilidade nas opções de configuração, pode por vezes ser necessária a ligação de duas *strings* com diferentes orientações a um mesmo MPPT.

Porém estudos [41] [42], mostram que sob certas circunstâncias essas mesmas *strings* podem ser ligadas a um mesmo MPPT e que as perdas por *mismatch* de tensão devido à ligação de *strings* com diferentes orientações ao mesmo MPPT poderão não ser tão significativas quanto se poderia pensar, concluindo mesmo que em certas configurações não há vantagens em relação à ligação das *strings* a apenas uma entrada MPPT.

3.8 Outros indicadores

Para além da produção, consumo, injeção de energia na rede e energia autoconsumida, após fazer o *match* entre consumo e produção pode-se obter mais informação sobre o sistema dimensionado através de dois indicadores específicos sendo eles:

$$Cota\ de\ autoconsumo(\%) = \frac{E_{autoconsumo}}{E_{prod}} \quad (3.16)$$

onde,

- $E_{autoconsumo}$ representa a energia autoconsumida [kWh];
- E_{prod} representa a energia produzida [kWh].

Este é a razão entre o autoconsumo, ou seja, a energia consumida proveniente do sistema fotovoltaico e a produção e ajuda a entender qual a percentagem de energia produzida que é de facto autoconsumida.

Quanto maior for o valor deste indicador mais bem dimensionado está o sistema, uma vez que a energia produzida é consumida ao invés de ser vendida à RESP tirando o máximo proveito da instalação.

$$Taxa\ de\ autonomia(\%) = \frac{E_{autoconsumo}}{Consumo_{antes}} \quad (3.17)$$

onde,

- $E_{autoconsumo}$ representa a energia autoconsumida [kWh];
- $Consumo_{antes}$ representa a energia consumida antes da instalação da UPAC [kWh].

Este é a razão entre o autoconsumo, e consumo anterior à instalação da UPAC e representa a percentagem de autonomia em relação à rede após a instalação da UPAC.

Capítulo 4

Casos de Estudo

Neste capítulo é feita uma introdução ao estudo de casos específicos, pelo que se pretende fazer diferentes abordagens para os mesmos dados de consumo e apresentar os resultados das simulações efetuadas comentando os seus resultados.

4.1 Características gerais dos casos de estudo

De forma a iniciar os casos de estudo foi necessário definir a localização. Os casos de estudo terão por base os dados de faturação de uma instalação no distrito de Vila Real, pelo que a localização inicial definida no modelo para os casos de estudo será essa mesma.

Com os casos de estudo pretende-se fazer a análise relativamente a:

- Diferentes Potência instaladas;
- Diferentes orientações;
- Diferentes localizações.

A instalação de consumo em estudo apresenta as seguintes características:

- Potência contratada de 46,5 kW;
- Ciclo tarifário semanal com feriados
- Tarifa do contrato em MT com os seguintes preço de energia elétrica:

Tabela 4.1: Preços dos PH para a tarifa de contrato da instalação.

Preço de V (€/kWh)	0,0822
Preço de SV (€/kWh)	0,0811
Preço de P (€/kWh)	0,1197
Preço de C (€/kWh)	0,1111
Preço PHP (€/kW)	6,92

Tabela 4.2: Consumos antes da instalação da UPAC (*kWh*).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	1358,113	664,8668	734,1729	1993,397	1,748031
Fevereiro	1077,376	561,3589	634,0671	1696,628	1,585168
Março	836,3508	422,6343	486,56	1345,655	1,147547
Abril	520,4657	259,205	287,2114	985,9542	1,139728
Mai	575,2038	222,8437	196,0886	872,0598	0,817036
Junho	1354,311	627,5313	502,96	2504,156	1,995873
Julho	2083,663	1059,19	860,3709	4196,722	3,117286
Agosto	2550,38	1115,625	864,0391	4048,702	3,428727
Setembro	2057,517	1048,255	802,31	3814,825	3,039053
Outubro	1198,624	629,919	476,487	2134,237	1,567391
Novembro	754,7426	369,666	441,9173	1184,436	1,052184
Dezembro	1208,014	554,365	610,6657	1631,767	1,453966
Total	15574,76	7535,46	6896,85	26408,54	
(%)	0,276072	0,13357	0,122251	0,468107	

A soma dos valores de consumos ao longo de um ano relativos à instalação estão representados na tabela 4.2

Os diagramas de carga para diferentes dias da semana referentes aos valores médios de consumo diário ao longo do ano estão presentes nas figuras 4.1, 4.2 e 4.3:

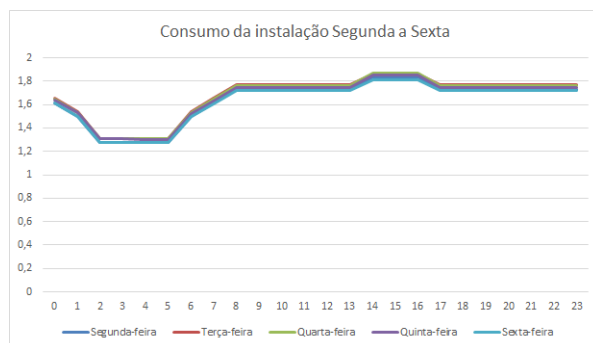
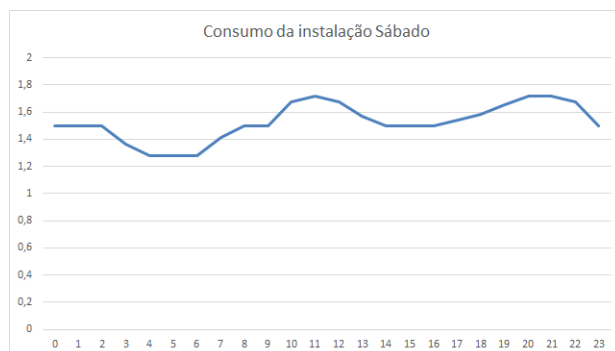
Figura 4.1: Média horária anual do consumo Segunda a Sexta (*kWh*).Figura 4.2: Média horária anual do consumo Sábado (*kWh*).



Figura 4.3: Média horária anual do consumo Domingo (kWh).

Após observar as figuras referentes aos diagramas de carga relativos ao consumo da instalação é possível verificar que os consumos nos dias úteis são mais elevados e que o consumo é praticamente constante tal como no perfil de sábado excetuando o período das 2 às 5 horas da manhã em que há uma quebra no consumo nos dias úteis. Aos domingos existe uma quebra de consumo acentuada entre as 3 e as 8 horas da manhã.

Os períodos de maior consumo também equivalem maioritariamente, no ciclo tarifário da instalação de consumo, a horas de Cheia, como é possível observar na tabela 4.2.

Como tal para o caso deste perfil de consumo deverá ser possível obter bons valores de autoconsumo devido ao facto de os valores de consumo não sofrerem quebras durante as horas de produção e boas poupanças sendo que a produção de energia vai-se dar em grande parte durante as horas em que a energia é mais cara. Pretende-se então com os casos de estudo maximizar o autoconsumo.

Os painéis escolhidos para as simulações foram painéis de 145 W.

4.2 Caso 1

Para o primeiro caso de estudo foram definidas duas simulações. Ambas as simulações possuem orientação a sul e são efetuadas com a sobrepotenciação base (1,2).

A primeira simulação é efetuada para a potência fotovoltaica máxima que é possível instalar, e a segunda simulação é efetuada para uma potência fotovoltaica mais baixa. Para tal a escolha das áreas para cada simulação irá ser diferente.

4.2.1 Simulação 1

A configuração do sistema resultou numa potência nominal de 38 kW e numa potência pico de 45 kW, bastante próxima da potência contratada.

De acordo com a configuração das *strings* escolhida, o dimensionamento dos cabos pela queda de tensão está representado na tabela 4.3.

O dimensionamento dos cabos AC estão representados na tabela 4.4.

Tabela 4.3: Dimensionamento cabo DC para máxima potência instalada.

Inversor	string	ΔU (%)	L(m)	S (mm ²)	I string (A)	Vmpp (V)	
SUN2000-33KTL	string 1	0,127871	9,425	2,5	5,197007	689,5	ok
SUN2000-33KTL	string 2	0,164503	12,125	2,5	5,197007	689,5	ok
SUN2000-33KTL	string 3	0,201134	14,825	2,5	5,197007	689,5	ok
SUN2000-33KTL	string 4	0,164503	12,125	2,5	5,197007	689,5	ok
SUN2000-33KTL	string 5	0,127871	9,425	2,5	5,197007	689,5	ok
SUN2000-33KTL	string 6	0,297801	10,975	2,5	10,39401	689,5	ok
SUN2000-8KTL	string 1	0,061155	4,25	2,5	5,197007	650,1	ok
SUN2000-8KTL	string 2	0,096769	6,725	2,5	5,197007	650,1	ok

Tabela 4.4: Dimensionamento do cabo AC para máxima potência instalada.

Inversor	ΔU (%)	L(m)	S (mm ²)	Ib (A)	
SUN2000-33KTL	0,54	20	16	48	ok
SUN2000-8KTL	0,54	20	16	48	ok

Os cabos escolhidos foram H07V-K e LXS para os lados DC e AC da instalação respectivamente, estando as secções dos mesmos representadas nas tabelas 4.3 e 4.4.

Através da figura 4.4 pode-se observar o comportamento dos valores de consumo após a instalação da UPAC, verificando-se que há uma quebra do seu valor devido à grande produção apresentada.

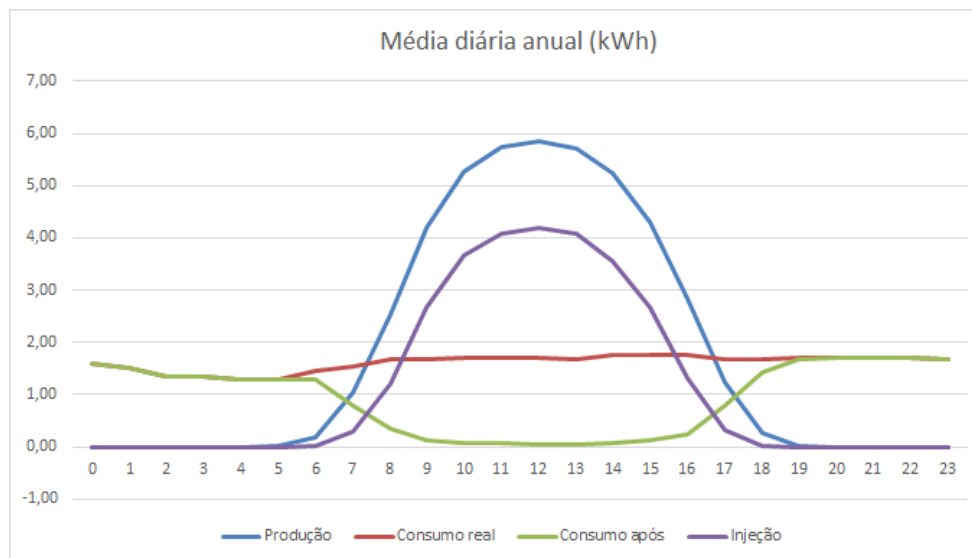


Figura 4.4: Impacto da UPAC em termos energéticos (kWh).

Os dados apresentados na figura 4.4 mostram que a escolha dos valores de potência a instalar para o sistema não foi a melhor e que apesar de o consumo ter diminuído, chegando mesmo a ir a zero, existe um excedente indesejável de energia que é injetada para a rede elétrica.

Os valores mensais obtidos na simulação para os consumos após, injeção na rede e seus valores monetários por PH podem ser visualizados no anexo A.

De forma a fazer a avaliação económica foi necessária a execução de um mapa de quantidades para esta primeira simulação, que está representado na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Mapa de quantidades caso 1 para máxima potência instalada.

Componente	Custo	Quantidade	Valor final
Paineis (€ /wp)	0,6	45,095	27057
Inversores	-	2	4386
Estruturas (€ /wp)	0,15	45,095	6764,25
Quadro AC	250	2	500
Cabo DC (€ /Km)	408,42	80	32,6736
Cabo AC (€ /Km)	1864,4	40	74,576
Contador	300	1	300
Proteção de interligação	-	-	0
Mão de obra (€ /wp)	0,15	45,095	6764,25
Total (€)			45878,75

O mapa não apresenta valores referentes à proteção de interligação uma vez que a potência da instalação não ultrapassa os 250 kW, e apresenta um valor global de 1,02 €/Wp.

Os valores dos indicadores de investimento obtidos estão representados na tabela 4.6.

Tabela 4.6: Indicadores de investimento.

WACC	5%
VAL (€)	118109
Payback (anos)	10,506
TIR	9,89%
Poupança média anual (€)	4538,68
Cota de autoconsumo	36,69%
Taxa de autonomia	42,20%

A cota de autoconsumo obtida tem um valor bastante baixo, 36,69%, o que evidencia mais uma vez que a potência instalada na simulação 1 não foi a melhor.

4.2.2 Simulação 2

São agora simuladas as condições para uma potência fotovoltaica bastante inferior à da simulação 1.

A configuração do sistema resultou numa potência nominal de 8,45 kW e numa potência pico de 9,6 kW.

De acordo com a configuração das *strings* escolhida, o dimensionamento dos cabos DC pela queda de tensão estão representados na tabela 4.7 e os valores relativos ao dimensionamento dos cabos AC está representado na tabela 4.8.

Os cabos escolhidos foram H07V-K e LXS para o lado DC e AC da instalação respetivamente, estando as secções dos mesmos representadas também nas tabelas 4.8 e 4.7.

Tabela 4.7: Dimensionamento de cabos DC para simulação 2.

Inversor	string	ΔU (%)	L(m)	S (mm ²)	I string (A)	V _{mpp} (V)	
SUN2000-8KTL	string 1	0,057918	4,025	2,5	5,197007	650,1	ok
SUN2000-8KTL	string 2	0,057918	4,025	2,5	5,197007	650,1	ok

Tabela 4.8: Dimensionamento de cabos AC para simulação 2.

Inversor	ΔU (%)	L(m)	S (mm ²)	I _b (A)	
SUN2000-8KTL	0,144	20	16	12,8	ok

Para a simulação 2 os valores de consumo após a instalação da UPAC apresentaram valores bastante satisfatórios, uma vez que estes tiveram uma diminuição significativa, como se pode observar na figura 4.5.

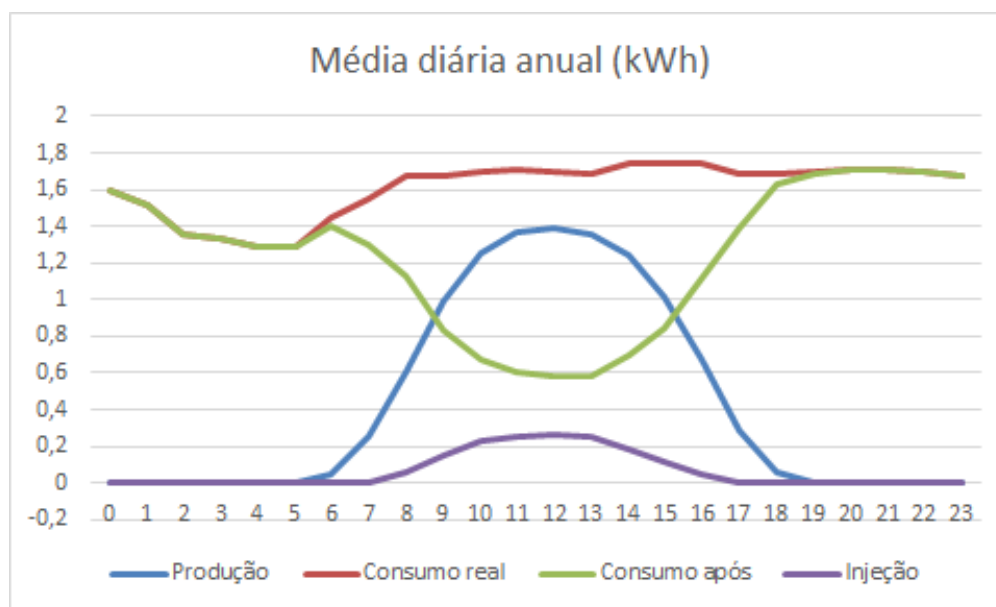


Figura 4.5: Impacto da UPAC em termos energéticos simulação 2 (kWh).

Os resultados obtidos para esta simulação em termos de impactos energéticos mostraram ser mais positivos que os da simulação anterior dada a grande diminuição do consumo em simultâneo com baixa energia injetada na RESP.

Os valores mensais obtidos na simulação para os consumos após, injeção na rede e seus valores monetários por PH bem como poupanças efetivas, podem ser visualizados no anexo A.

O mapa de quantidades referente a esta simulação está representado na tabela 4.9, e apresenta um valor global de 1,12 €/W_p.

É importante perceber que ambos as simulações têm valores dos indicadores associados completamente diferentes dada a disparidade de potências envolvidas, porém de entre os indicadores referidos na tabela 4.10, podemos ter em maior atenção a diferença entre as cotas de autoconsumo assim como a diferença das TIR associadas, que mostram que o investimento na segunda solução é

Tabela 4.9: Mapa de quantidades simulação 2.

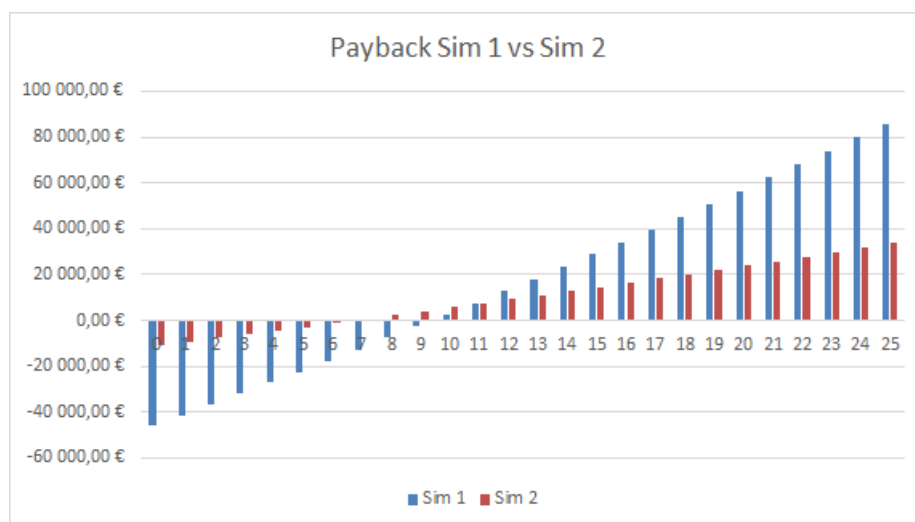
Componente	Custo	Quantidade	Valor final (€)
Painéis (€/wp)	0,6	9,57	5742
Inversores	-	-	1524
Estruturas (€/wp)	0,15	9,57	1435,5
Quadro AC	250 €/entrada	1	250
Cabo DC (€/Km)	408,42	8,05	3,287781
Cabo AC (€/Km)	1864,4	20	37,288
Contador	-	-	300
Proteção de interligação	-	-	0
Mão de obra (€/wp)	0,15	9,57	1435,5
Total			10727,58

Tabela 4.10: Indicadores de investimento simulação 1 vs simulação 2.

	Simulação 1	Simulação 2
WACC	5%	5%
VAL (€)	118109	35156
Payback (anos)	10,506	7,680125
Tir	9,89%	15,04%
Poupança média anual(€)	4538,68	1781
Cota de autoconsumo	36,69%	85,13%
Taxa de autonomia	42,20%	23,25%

melhor, apesar de o VAL e taxa de autonomia da primeira solução serem muito superiores e ainda assim apresentar uma boa rentabilidade.

O gráfico da figura 4.6 mostra mais pormenorizadamente os dois investimentos em termos de *payback*.

Figura 4.6: Comparação entre os *paybacks* das duas simulações.

Assim pode-se assumir que a melhor solução em termos de dimensionamento de potências a instalar será a simulação 2.

4.3 Caso 2

No segundo caso de estudo irá ser feita uma simulação de forma a comparar a melhor simulação obtida no caso 1, com a mesma potência instalada, mas desta vez com diferente orientação, nascente/poente. A configuração do sistema resultou numa potência nominal de 8,45 kW e numa potência pico de 9,6 kW distribuída igualmente para cada uma das orientações.

Para este caso o dimensionamento dos cabos é igual ao da simulação 2 do caso anterior, estando referidos nas tabelas 4.7 e 4.8 com a mesma escolha de cabos, assim como o mesmo mapa de quantidades da tabela 4.9.

Os valores energéticos relativos às variáveis de produção, consumo real antes, consumo real após a instalação da UPAC e injeção de energia na rede para o novo caso são apresentados na figura 4.7

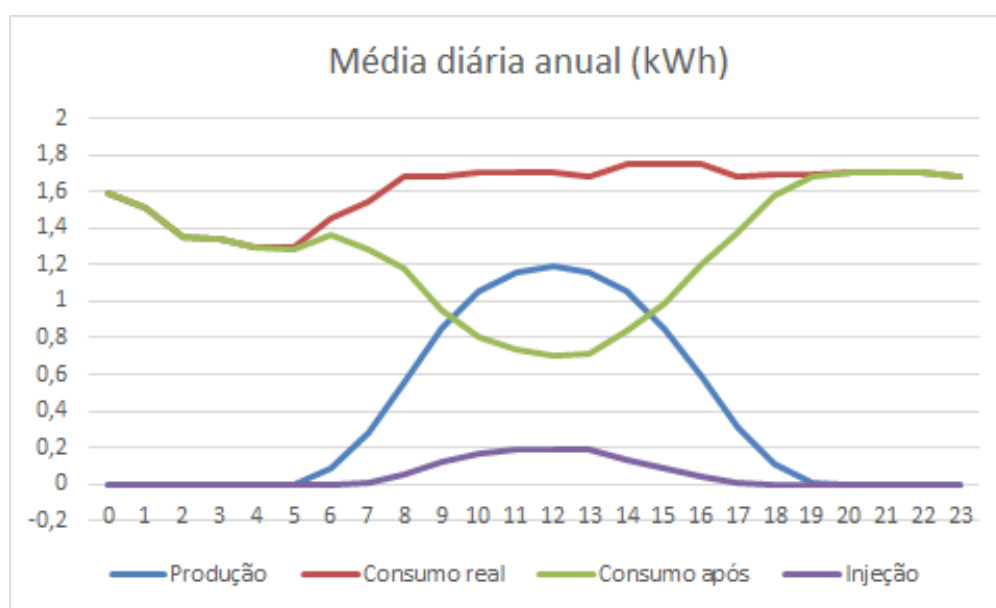


Figura 4.7: Impacto da UPAC em termos energéticos caso 2 (kWh).

Os valores mensais obtidos na simulação para os consumos após, injeção na rede e seus valores monetários por PH bem como poupanças efetivas, podem ser visualizados no anexo A.

E os indicadores de projeto são apresentados na tabela 4.11

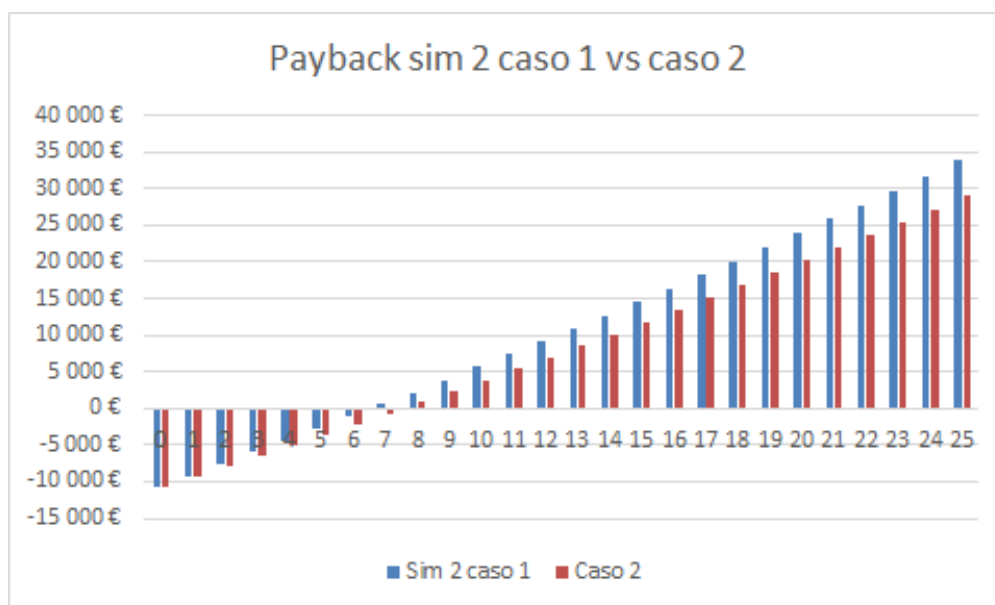
Para este caso de estudo ao mudar a orientação para painéis orientados a nascente e poente em simultâneo obtiveram-se menores produções, e por essa razão houve resultados menos positivos dos indicadores obtidos em relação ao caso anterior.

Tabela 4.11: Indicadores de investimento simulação 2 caso 1 vs Simulação caso 2.

	Caso 1 sim 2	Caso 2
WACC	5%	5%
VAL (€)	35156	32507
Payback (anos)	7,680	8,458
Tir	15,04%	13,29%
Poupança média anual(€)	1781	1588
Cota de autoconsumo	85,13%	86,89%
Taxa de autonomia	23,25%	20,90%

O facto de a geração com orientação a nascente e a geração com orientação a poente terem tempos de produção trocados, ou seja, os painéis orientados a nascente produzem mais no início do dia e menos no final do dia e vice-versa, podem ajudar a explicar o porque de a cota de autoconsumo ter aumentado ligeiramente.

Na figura 4.8 está representada a diferença entre as duas instalações em termos de *payback*, onde se pode observar que para além de ter um *payback* mais rápido, de quase um ano, ainda apresenta maiores excedentes financeiros, pelo que continua a ser a melhor opção de entre os casos estudados.

Figura 4.8: Comparação entre os *paybacks* da simulação 2 caso 1 com caso 2.

4.4 Caso 3

Neste último caso de estudo irá ser feita uma simulação de forma a comparar a melhor simulação obtida no caso 1, com a mesma potência instalada, mas desta vez com diferente localização, de

forma a entender como é que os diferentes dados de produção podem afetar os indicadores. A localização escolhida foi Évora que de acordo com a figura 3.7, apresenta para a mesma orientação, valores bastante maiores de energia injetada na rede.

A configuração do sistema assim como o dimensionamento dos cabos são igual aos do caso anterior, estando o dimensionamento dos cabos referidos nas tabelas 4.7 e 4.8 com a mesma escolha de cabos, assim como o mesmo mapa de quantidades da tabela 4.9.

Os valores energéticos relativos às variáveis de produção, consumo real antes, consumo real após a instalação da UPAC e injeção de energia na rede para o novo caso são apresentados na figura 4.9.

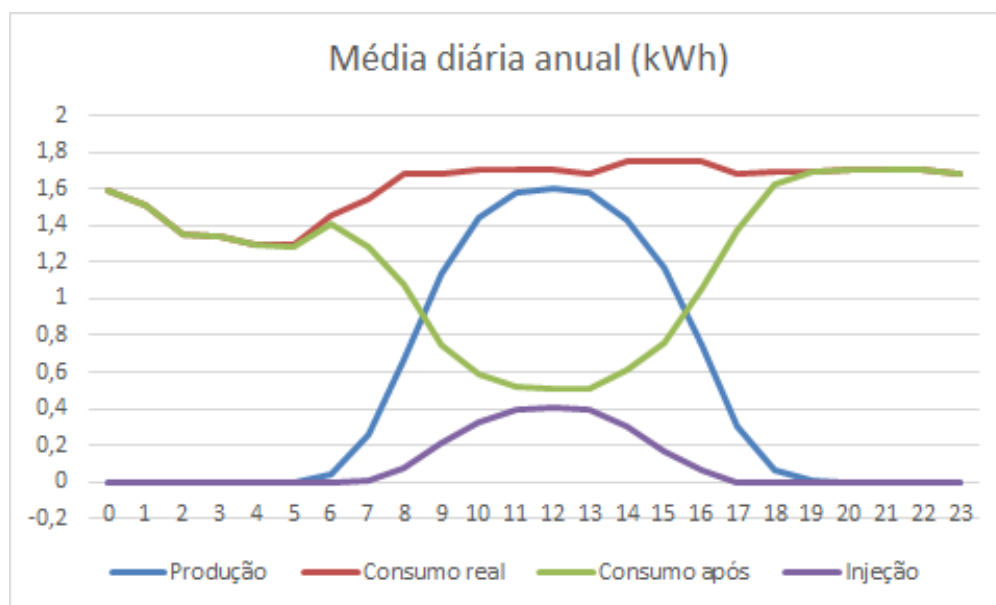


Figura 4.9: Impacto da UPAC em termos energéticos caso 3 (kWh).

Os valores mensais obtidos na simulação para os consumos após, injeção na rede e seus valores monetários por PH bem como poupanças efetivas, podem ser visualizados no anexo A.

E os indicadores obtidos após simulação estão representados na tabela 4.12.

Tabela 4.12: Indicadores de investimento simulação 2 caso 1 vs caso 3.

	Caso 1 sim 2	Caso 3
WACC	5%	5%
VAL (€)	35156	37745
Payback (anos)	7,68	7,06
Tir	15,04%	16,71%
Poupança média anual (€)	1781	1970
Cota de autoconsumo	85,13%	80,41%
Taxa de autonomia	23,25%	25,1%

Relativamente aos mesmos, a cota de autoconsumo apresenta uma pequena quebra devido a uma maior produção. Como podemos observar na figura 4.9, esta produção dará origem a uma

maior injeção na rede comparativamente à simulação 2 do caso 1, figura 4.5.

Já os restantes indicadores mostram como esperado uma pequena melhoria, sendo que a TIR subiu mais de 1,5%.

A comparação dos *paybacks* representada na figura 4.10, mostra também a melhoria representada pela mudança para uma localização com melhores índices de injeção na rede.

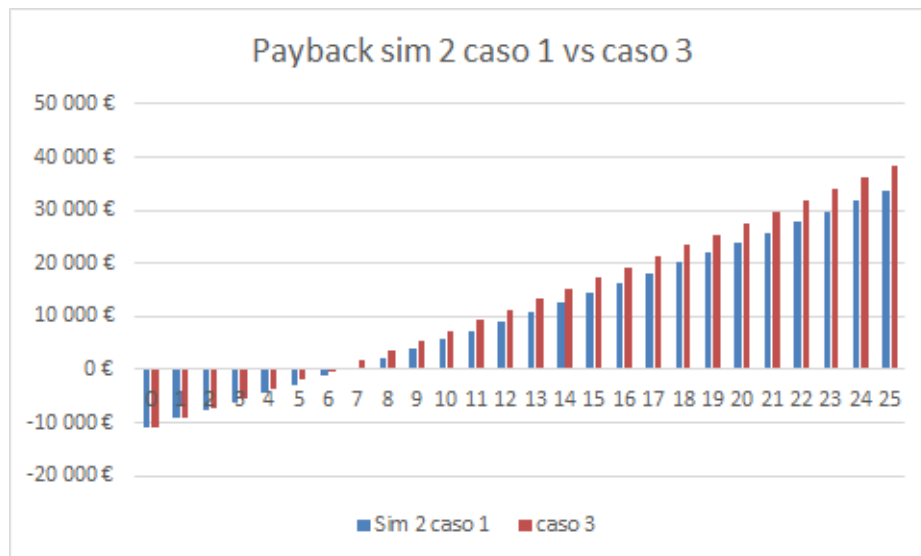


Figura 4.10: Comparação entre os *paybacks* da simulação 2 caso 1 com caso 3.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

Num mundo com cada vez maior demanda de energia é necessário encontrar soluções e inovações que nos permitam suprir toda essa demanda sem comprometer a sustentabilidade do planeta. Como tal, a aposta em fontes renováveis tais como energia solar fotovoltaica continua a ser uma boa aposta no que a energias limpas diz respeito devido ao seu constante desenvolvimento.

Para tornar a tecnologia fotovoltaica numa das fontes de transição para sistemas energéticos sustentáveis é porém necessário garantir a sua implementação sustentável assim como uma melhoria do seu desempenho e segurança.

O principal objetivo deste projeto era a criação de um modelo para dimensionamento de instalações para implementação de um sistema de autoconsumo e sua implementação prática, de forma a dar resposta a alguns problemas associados ao autoconsumo.

Os casos de estudo focaram-se em pontos como a escolha da potência a instalar, onde se pôde concluir que um sistema FV poderá estar a produzir demasiada energia, sendo que nem sempre a produção de mais energia resulta numa maior eficiência.

Uma vez que a produção fotovoltaica apenas existe aquando a existência de irradiação, deverá existir ao máximo uma tentativa de adequação dos perfis de consumo para as horas de maior irradiação, só dessa forma poderá haver uma maior eficiência da UPAC (maior cota de autoconsumo), uma vez que nas restantes horas quando há ausência de irradiação o impacto da UPAC no lucro da instalação de consumo é nulo.

No segundo caso de estudo foi possível concluir que para diferentes orientações também existe uma variação dos valores de eficiência pelo que a escolha de painéis com diferentes orientações deverá ser usada dependendo mais uma vez do estudo adequado dos perfis e hábitos de consumo da instalação.

O último caso de estudo tentou demonstrar um dos principais problemas associados ao conceito de conversão de energia solar num sistema fotovoltaico, que é a volatilidade da produção associada à variação da radiação solar onde foi possível verificar através da modelização de um mesmo sistema, numa diferente localização com diferentes valores de produção, que o mesmo resulta em valores distintos para todos os indicadores apresentados.

O modelo apresentou algumas contrariedades sendo que uma das principais dificuldades encontradas no modelo criado prende-se com o caso de cálculo da sobrepotenciação. Todos os valores resultantes da mudança do valor de sobrepotenciação resultam na tentativa de fazer a distribuição da potência de pico (painéis) pela potência nominal dos inversores de forma a obter o valor pretendido porém, seria de esperar que para valores inferiores aos da sobrepotenciação base a distribuição fosse feita usando a mesma potência de pico pela nova potência nominal (novo número e tipo de inversores), porém nem todas as sobrepotenciações individuais dos inversores se aproximam do valor que se pretendia definir devido à limitação mínima e máxima de painéis por string, 30 e 35 respetivamente, levando portanto a uma variação tanto da potência nominal quanto da potência de pico, o que não era esperado.

A implicação desse defeito é o facto de para uma certa área disponível para a instalação dos painéis, aquando a mudança do valor da sobrepotenciação se poderem obter diferentes valores de potências de pico a instalar quando era esperado que esse valor se mantivesse inalterado.

5.1 Trabalho Futuro

Após a realização do projeto é possível enumerar alguns aspetos a serem melhorados.

Antes de mais seria importante a realização de um maior número de simulações e casos de estudo para uma análise mais sólida do sistema de autoconsumo.

Seria possível melhorar os aspetos relativos ao dimensionamento dos cabos com uma abordagem mais sólida relativamente às suas secções, não só em termos de quedas de tensão e correntes máximas admissíveis, bem como a nível de perdas nos cabos. Seria também interessante uma abordagem a nível económico, ou seja, uma orçamentação detalhada tanto a nível de estruturas, preços detalhados de painéis, mão de obra e toda a logística associada à implementação de um sistema fotovoltaico assim como a inclusão da vertente de operação e manutenção para uma melhor análise económica.

Anexo A

Tabelas casos de estudo

Tabela A.1: Consumos após instalação da UPAC (*kWh*).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	937,416	665,005	733,4733	1033,872	1,746365
Fevereiro	718,8197	561,4764	588,3476	583,2201	1,470869
Março	506,2686	414,2082	387,8161	418,0272	0,914661
Abril	282,5628	239,0647	26,52687	463,3188	0,105265
Maiο	261,5996	187,8934	4,51752	360,6363	0,018823
Junho	792,2236	571,177	0	1159,583	0
Julho	1206,353	988,9445	46,46125	2017,279	0,168338
Agosto	1545,582	1045,556	47,84625	2027,215	0,189866
Setembro	1392,893	1013,92	7,333254	1992,707	0,027777
Outubro	809,3556	612,5151	137,7725	1166,379	0,453199
Novembro	536,6401	369,4378	442,0337	415,955	1,052461
Dezembro	879,5665	554,5132	610,7912	843,0549	1,454265
Total	9869,28	7223,711	3032,92	12481,25	
(%)	0,302672	0,221538	0,093014	0,382776	

Tabela A.2: Energia injetada na rede (*kWh*).

	V	SV	P	C
Janeiro	822,6175	0	0	1016,159
Fevereiro	578,1648	0	0	1737,183
Março	911,8558	2,232177	159,4658	2643,448
Abril	1482,991	32,26951	755,7298	2555,828
Mai	1545,687	59,49108	1065,173	3159,612
Junho	1146,86	30,33844	891,6854	2546,002
Julho	918,4569	2,019314	813,9489	2254,407
Agosto	1005,338	0	588,8253	1952,058
Setembro	650,4846	0	636,8503	2056,446
Outubro	703,4654	3,88852	339,1321	1776,631
Novembro	609,1862	0	0	1877,73
Dezembro	576,6219	0	0	1175,112
Total	10951,73	130,239	5250,81	24750,62
(%)	0,266573	0,00317	0,127809	0,602448

Tabela A.3: Custos do consumo antes da instalação da UPAC (€).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	111,6369	53,9207	87,88049	221,4664	12,32836
Fevereiro	88,56029	45,52621	75,89784	188,4954	10,09782
Março	68,74804	34,27564	58,24123	149,5023	8,09332
Abril	42,78228	21,02153	34,37921	109,5395	7,778877
Mai	47,28175	18,07262	23,4718	96,88584	5,762318
Junho	111,3243	50,89279	60,20431	278,2117	13,62224
Julho	171,2771	85,90031	102,9864	466,2559	21,98532
Agosto	209,6412	90,4772	103,4255	449,8108	24,18182
Setembro	169,1279	85,01347	96,03651	423,8271	20,74216
Outubro	98,52685	51,08643	57,03549	237,1137	11,05436
Novembro	62,03984	29,97991	52,8975	131,5908	7,181372
Dezembro	99,29874	44,959	73,09669	181,2893	10,2544
Total	1280,245	611,1258	825,5529	2933,989	153,0824

Tabela A.4: Custos do consumo depois da instalação da UPAC (€).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	77,0556	53,9319	87,79675	114,8632	12,31661
Fevereiro	59,08698	45,53574	70,42521	64,79576	9,369718
Março	41,61528	33,59228	46,42159	46,44282	6,450839
Abril	23,22666	19,38815	3,175266	51,47472	0,718458
Mai	21,50349	15,23816	0,540747	40,0667	0,132753
Junho	65,12078	46,32246	0	128,8297	0
Julho	99,16218	80,2034	5,561412	224,1197	1,187239
Agosto	127,0469	84,7946	5,727196	225,2236	1,339071
Setembro	114,4958	82,2289	0,87779	221,3897	0,189587
Outubro	66,52903	49,67497	16,49136	129,5847	3,196281
Novembro	44,11182	29,96141	52,91143	46,2126	7,183264
Dezembro	72,30036	44,97102	73,11171	93,66339	10,25651
Total	811,2548	585,843	363,0405	1386,667	52,34033

Tabela A.5: Proveitos da energia injetada na rede (€).

	V	SV	P	C
Janeiro	38,72135	0	0	47,83153
Fevereiro	27,21474	0	0	81,77078
Março	42,92187	0,105071	7,506197	124,4295
Abril	69,80573	1,518955	35,57288	120,3051
Mai	72,75687	2,800299	50,13864	148,7258
Junho	53,98374	1,428058	41,97243	119,8426
Julho	43,23259	0,095051	38,31331	106,117
Agosto	47,32219	0	27,71654	91,88514
Setembro	30,6189	0	29,97712	96,79878
Outubro	33,11275	0,183036	15,96325	83,6276
Novembro	28,67494	0	0	88,38644
Dezembro	27,14211	0	0	55,31356
Total	515,5078	6,130469	247,1604	1165,034

Tabela A.6: Poupança efetiva (€).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	73,30267	-0,01121	0,083737	154,4347	0,011747
Fevereiro	56,68805	-0,00953	5,472626	205,4704	0,728105
Março	70,05464	0,788427	19,32584	227,4889	1,642481
Abril	89,36135	3,152332	66,77682	178,3699	7,060419
Mai	98,53514	5,634767	73,0697	205,5449	5,629565
Junho	100,1873	5,998388	102,1767	269,2247	13,62224
Julho	115,3475	5,791961	135,7383	348,2531	20,79808
Agosto	129,9166	5,682598	125,4148	316,4724	22,84275
Setembro	85,25104	2,784568	125,1358	299,2361	20,55257
Outubro	65,11057	1,594499	56,50738	191,1567	7,85808
Novembro	46,60297	0,018503	-0,01393	173,7647	-0,00189
Dezembro	54,14049	-0,01202	-0,01502	142,9395	-0,00211
Total	984,4982	31,41329	709,6728	2712,356	100,742

Tabela A.7: Consumo após a instalação da UPAC, simulação 2 (kWh).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	1070,808	664,8996	734,0068	1524,435	1,747635
Fevereiro	857,7667	561,3868	623,2129	1039,328	1,558032
Março	601,1926	420,1039	437,0095	701,7439	1,030683
Abril	318,016	247,1684	101,6282	558,2542	0,403286
Mai	325,8838	202,5381	16,08078	432,8105	0,067003
Junho	1068,653	607,8332	205,7544	1769,337	0,816486
Julho	1657,329	1042,034	473,9009	3144,082	1,717032
Agosto	2073,154	1098,99	530,4736	3105,343	2,105054
Setembro	1745,297	1040,103	462,3798	2894,015	1,751439
Outubro	987,1134	624,864	332,1388	1585,878	1,092562
Novembro	601,5137	369,6118	441,9449	642,5132	1,05225
Dezembro	1011,026	554,4002	610,6955	1182,466	1,454037
Total	12317,75	7433,933	4969,226	18580,2	
(%)	0,284467	0,17168	0,11476	0,429093	

Tabela A.8: Energia injetada na rede, simulação2 (kWh)

	V	SV	P	C
Janeiro	7,869727	0	0	0,08526
Fevereiro	2,777895	0	0	19,45907
Março	59,6904	0	11,75103	203,8984
Abril	206,1079	0,406027	55,72372	303,1582
Mai	192,0944	2,115682	118,3559	432,2915
Junho	120,0639	0,883579	33,89725	188,8429
Julho	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Setembro	0	0	0	0
Outubro	47,91578	0	16,57946	103,2101
Novembro	43,1777	0	0	86,31461
Dezembro	17,88452	0	0	16,93033
Total	697,5823	3,405288	236,3073	1354,19
(%)	0,304424	0,001486	0,103124	0,590966

Tabela A.9: Custos do consumo após a instalação da UPAC simulação 2 (€).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	88,02038	53,92336	87,86061	169,3647	12,32557
Fevereiro	70,50843	45,52847	74,59858	115,4694	9,924964
Março	49,41803	34,07043	52,31003	77,96375	7,269108
Abril	26,14091	20,04536	12,16489	62,02204	2,752512
Mai	26,78765	16,42584	1,924869	48,08524	0,472555
Junho	87,84329	49,29527	24,6288	196,5734	5,572683
Julho	136,2325	84,50893	56,72594	349,3075	12,10973
Agosto	170,4132	89,12809	63,49769	345,0036	14,84634
Setembro	143,4634	84,35238	55,34687	321,525	11,95393
Outubro	81,14072	50,67647	39,75702	176,191	7,705525
Novembro	49,44442	29,97552	52,90081	71,38322	7,181821
Dezembro	83,10632	44,96186	73,10025	131,372	10,2549
Total	1012,519	602,892	594,8164	2064,261	102,3696

Tabela A.10: Proveitos da energia injetada na rede simulação 2 (€).

	V	SV	P	C
Janeiro	0,370435	0	0	0,004013
Fevereiro	0,130758	0	0	0,915956
Março	2,809681	0	0,553131	9,597682
Abril	9,701684	0,019112	2,622966	14,26993
Maio	9,042056	0,099587	5,571117	20,34835
Junho	5,651518	0,041591	1,595574	8,889005
Julho	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Setembro	0	0	0	0
Outubro	2,255439	0	0,78041	4,858191
Novembro	2,032413	0	0	4,062906
Dezembro	0,841841	0	0	0,796926
Total	32,83582	0,16029	11,1232	63,74295

Tabela A.11: Poupança efetiva simulação 2 (€).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	23,98697	-0,00266	0,01988	52,10568	0,002789
Fevereiro	18,18262	-0,00226	1,299256	73,94199	0,17286
Março	22,13969	0,205214	6,484331	81,1362	0,824212
Abril	26,34305	0,995279	24,83728	61,78741	5,026365
Maio	29,53616	1,746375	27,11805	69,14895	5,289763
Junho	29,13255	1,63911	37,17108	90,52738	8,049561
Julho	35,04459	1,391384	46,26046	116,9484	9,875586
Agosto	39,22802	1,349106	39,92778	104,8073	9,335481
Setembro	25,6645	0,661084	40,68964	102,302	8,788232
Outubro	19,64157	0,409965	18,05889	65,7809	3,348836
Novembro	14,62784	0,004393	-0,00331	64,27049	-0,00045
Dezembro	17,03426	-0,00285	-0,00357	50,7143	-0,0005
Total	300,5618	8,394134	241,8598	933,471	50,71273

Tabela A.12: Consumo após a instalação da UPAC caso 2. (kWh).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	1197,971	664,8995	733,9913	1694,131	1,747598
Fevereiro	921,7219	561,3875	627,9273	1210,826	1,569818
Março	620,9473	420,4431	443,3222	750,6507	1,045571
Abril	310,7497	246,0089	109,6352	551,2409	0,43506
Mai	307,9961	198,1559	14,76061	413,1602	0,061503
Junho	1034,465	599,8114	199,6166	1725,937	0,79213
Julho	1624,958	1032,574	473,261	3113,888	1,714714
Agosto	2084,274	1094,074	550,9755	3149,116	2,186411
Setembro	1795,113	1040,93	521,697	3031,926	1,976125
Outubro	1029,748	626,9481	363,3735	1681,093	1,195308
Novembro	636,2025	369,5946	441,9454	792,1782	1,052251
Dezembro	1087,855	554,4003	610,6956	1359,018	1,454037
Total	12652	7409,227	5091,201	19473,17	
(%)	0,283514	0,166031	0,114087	0,436368	

Tabela A.13: Energia injetada na rede Caso 2 (kWh).

	V	SV	P	C
Janeiro	0	0	0	0
Fevereiro	0	0	0	0,064869
Março	29,97303	0	6,621016	112,1349
Abril	173,5767	0,948706	48,19856	255,0584
Mai	194,1127	4,716597	113,9016	413,3636
Junho	129,3788	2,933531	36,48308	191,7028
Julho	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Setembro	0	0	0	0
Outubro	16,39306	0	2,921703	33,17333
Novembro	8,099739	0	0	5,151024
Dezembro	0	0	0	0
Total	551,534	8,598834	208,1259	1010,649
(%)	0,310041	0,004834	0,116996	0,568129

Tabela A.14: Custos do consumo após instalação da UPAC caso 2 (€)

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	98,47322	53,92335	87,85875	188,2179	12,32531
Fevereiro	75,76554	45,52853	75,1629	134,5228	10,00004
Março	51,04187	34,09794	53,06566	83,3973	7,374112
Abril	25,54363	19,95132	13,12333	61,24287	2,969375
Mai	25,31728	16,07044	1,766845	45,9021	0,43376
Junho	85,03302	48,64471	23,89411	191,7516	5,406447
Julho	133,5716	83,74177	56,64934	345,953	12,09338
Agosto	171,3274	88,72938	65,95176	349,8668	15,42012
Setembro	147,5583	84,41943	62,44713	336,847	13,48746
Outubro	84,64532	50,84549	43,49581	186,7695	8,43016
Novembro	52,29585	29,97412	52,90086	88,011	7,181828
Dezembro	89,42165	44,96187	73,10027	150,9869	10,25491
Total	1039,995	600,8883	609,4168	2163,469	105,3769

Tabela A.15: Proveitos da energia injetada na rede Caso 2 (€)

	V	SV	P	C
Janeiro	0	0	0	0
Fevereiro	0	0	0	0,003053
Março	1,410858	0	0,311657	5,278291
Abril	8,170411	0,044656	2,26875	12,00583
Mai	9,137059	0,222014	5,361449	19,4574
Junho	6,089976	0,138084	1,717291	9,023625
Julho	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Setembro	0	0	0	0
Outubro	0,771636	0	0,137527	1,561498
Novembro	0,381262	0	0	0,242463
Dezembro	0	0	0	0
Total	25,9612	0,404755	9,796674	47,57216

Tabela A.16: Poupança efetiva Caso 2 (€).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	13,16369	-0,00266	0,021738	33,24845	0,003049
Fevereiro	12,79475	-0,00232	0,73494	53,97566	0,09778
Março	19,11703	0,177701	5,487227	71,38326	0,719208
Abril	25,40906	1,114858	23,52463	60,30248	4,809502
Mai	31,10154	2,224196	27,06641	70,44114	5,328558
Junho	32,38129	2,386164	38,02749	95,48377	8,215797
Julho	37,7055	2,15854	46,33706	120,3029	9,891939
Agosto	38,31389	1,747823	37,47372	99,94404	8,761698
Setembro	21,5696	0,594042	33,58938	86,9801	7,254703
Outubro	14,65317	0,240941	13,67721	51,90575	2,6242
Novembro	10,12526	0,005786	-0,00336	43,82227	-0,00046
Dezembro	9,877093	-0,00287	-0,00358	30,30241	-0,0005
Total	266,2119	10,64221	225,9329	818,0922	47,70548

Tabela A.17: Consumo após a instalação da UPAC caso 3 (kWh).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	1017,248	664,9144	733,9317	1374,586	1,747456
Fevereiro	832,2505	561,3917	621,3074	957,9269	1,553269
Março	582,3441	419,648	432,1829	651,2414	1,019299
Abril	311,9189	246,003	89,7638	541,5407	0,356206
Mai	322,1102	202,0009	14,79108	427,4452	0,06163
Junho	1061,362	607,233	197,7635	1748,134	0,784776
Julho	1651,9	1041,815	468,9788	3130,675	1,699198
Agosto	2057,181	1098,433	519,3091	3073,768	2,06075
Setembro	1737,583	1039,902	453,9815	2871,265	1,719627
Outubro	951,6979	623,6135	303,8689	1494,471	0,999569
Novembro	582,6421	369,5901	441,956	567,7896	1,052276
Dezembro	961,907	554,4191	610,7115	1057,125	1,454075
Total	12070,14	7428,964	4888,546	17895,97	
(%)	0,285457	0,175694	0,115613	0,423236	

Tabela A.18: Energia injetada na rede caso 3 (kWh).

	V	SV	P	C
Janeiro	87,79989	0	0	62,35752
Fevereiro	16,30117	0	0	56,86116
Março	93,96598	0	17,96947	306,1492
Abril	259,7304	1,059358	79,13162	393,2755
Maio	213,2118	2,842876	133,8906	476,0716
Junho	128,6372	1,088239	38,85331	203,757
Julho	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Setembro	0	0	0	0
Outubro	76,67539	0	28,11874	172,9846
Novembro	103,0998	0	0	263,6246
Dezembro	84,02177	0	0	141,672
Total	1063,443	4,990472	297,9638	2076,753
(%)	0,308858	0,001449	0,086538	0,603155

Tabela A.19: Custo do consumo após a instalação da UPAC (kWh).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	83,6178	53,92456	87,85162	152,7165	12,32431
Fevereiro	68,41099	45,52887	74,3705	106,4257	9,894619
Março	47,86869	34,03345	51,7323	72,35292	7,188825
Abril	25,63973	19,95084	10,74473	60,16517	2,431176
Maio	26,47746	16,38228	1,770492	47,48916	0,434655
Junho	87,24393	49,2466	23,67229	194,2177	5,356256
Julho	135,7862	84,4912	56,13676	347,818	11,98396
Agosto	169,1003	89,08294	62,1613	341,4957	14,53388
Setembro	142,8293	84,33605	54,34158	318,9976	11,73681
Outubro	78,22957	50,57505	36,3731	166,0357	7,04967
Novembro	47,89318	29,97375	52,90214	63,08142	7,182002
Dezembro	79,06876	44,96339	73,10217	117,4465	10,25517
Total	992,1659	602,489	585,159	1988,242	100,3713

Tabela A.20: Proveitos da energia injetada na rede caso 3 (€).

	V	SV	P	C
Janeiro	4,13282	0	0	2,935225
Fevereiro	0,767311	0	0	2,676506
Março	4,423063	0	0,845839	14,41072
Abril	12,22574	0,049865	3,724797	18,51183
Mai	10,03607	0,133817	6,302352	22,40912
Junho	6,05507	0,051224	1,82886	9,591025
Julho	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Setembro	0	0	0	0
Outubro	3,60918	0	1,323575	8,14254
Novembro	4,853	0	0	12,40905
Dezembro	3,95498	0	0	6,668626
Total	50,05724	0,234906	14,02542	97,75464

Tabela A.21: Poupança efetiva caso 3 (€).

	V	SV	P	C	PMHP
Janeiro	32,15194	-0,00386	0,028871	71,6851	0,00405
Fevereiro	20,91661	-0,00266	1,527338	84,74623	0,203205
Março	25,30242	0,242188	7,354772	91,56007	0,904495
Abril	29,36829	1,120548	27,35928	67,88617	5,347701
Mai	30,84036	1,824166	28,00366	71,8058	5,327663
Junho	30,13546	1,697415	38,36088	93,5851	8,265988
Julho	35,49092	1,409105	46,84964	118,4379	10,00136
Agosto	40,541	1,394261	41,26418	108,3152	9,647942
Setembro	26,29857	0,677417	41,69492	104,8295	9,005355
Outubro	23,90647	0,511379	21,98597	79,22053	4,004691
Novembro	18,99967	0,006155	-0,00464	80,91844	-0,00063
Dezembro	24,18496	-0,00438	-0,00548	70,51143	-0,00077
Total	338,1367	8,871727	254,4194	1043,501	52,71105

Anexo B

Código VBA

```
Sub ciclo()  
    Dim nstringn As Integer, nstringp As Integer, nstrings As Integer  
    Dim ln As Integer  
    Dim col As Integer  
    Dim cont As Integer  
    Dim i As Integer  
    Dim inv30 As Integer, inv28 As Integer, inv23 As Integer, inv20 As Integer, inv17 As Integer  
    Dim inv15 As Integer, inv12 As Integer, inv10 As Integer, inv8 As Integer  
    Dim ninv30 As Integer, ninv28 As Integer, ninv23 As Integer, ninv20 As Integer, ninv17 As  
Integer  
    Dim ninv15 As Integer, ninv12 As Integer, ninv10 As Integer, ninv8 As Integer  
    Dim nstrings30 As Integer, nstrings28 As Integer, nstrings23 As Integer, nstrings20 As Integer  
    Dim nstrings17 As Integer, nstrings15 As Integer, nstrings12 As Integer, nstrings10 As Integer  
    Dim nstrings8 As Integer, npaineisinv20 As Integer, npaineisinv17 As Integer, npaineisinv8  
As Integer  
    Dim npaineisinv30 As Integer, npaineisinv28 As Integer, npaineisinv23 As Integer  
    Dim npaineisinv15 As Integer, npaineisinv12 As Integer, npaineisinv10 As Integer  
    Dim countNascente As Integer, countPoente As Integer, countSul As Integer  
    Application.ScreenUpdating = False  
    Application.Calculation = xlManual  
    inv30 = Range("d13")  
    inv28 = Range("d14")  
    inv23 = Range("d15")  
    inv20 = Range("d16")  
    inv17 = Range("d17")  
    inv15 = Range("d18")  
    inv12 = Range("d19")  
    inv10 = Range("d20")  
    inv8 = Range("d21")
```

```

ninv30 = Range("e13")
ninv28 = Range("e14")
ninv23 = Range("e15")
ninv20 = Range("e16")
ninv17 = Range("e17")
ninv15 = Range("e18")
ninv12 = Range("e19")
ninv10 = Range("e20")
ninv8 = Range("e21")
nstrings28 = Range("f14")
nstrings23 = Range("f15")
nstrings20 = Range("f16")
nstrings17 = Range("f17")
nstrings15 = Range("f18")
nstrings12 = Range("f19")
nstrings10 = Range("f20")
nstrings8 = Range("f21")
nstrings30 = Range("f13")
npaineisinv28 = Range("i14")
npaineisinv23 = Range("i15")
npaineisinv20 = Range("i16")
npaineisinv17 = Range("i17")
npaineisinv15 = Range("i18")
npaineisinv12 = Range("i19")
npaineisinv10 = Range("i20")
npaineisinv8 = Range("i21")
npaineisinv30 = Range("i13")
nstringn = Range("e6")
nstringp = Range("f6")
nstrings = Range("g6")
'Posição da primeira célula a preencher
ln = 9
col = 2
'Limpa intervalo
Worksheets("Dimensionamento produção ").Range("b9:ac21").ClearContents
'escreve inversores
If ninv30 > 0 Then For i = 1 To ninv30 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-33KTL" col = col + 1 Next i End If
If ninv28 > 0 Then For i = 1 To ninv28 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-28KTL" col = col + 1 Next i End If

```

```

    If ninv23 > 0 Then For i = 1 To ninv23 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-23KTL"col = col + 1 Next i End If
    If ninv20 > 0 Then For i = 1 To ninv20 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-20KTL"col = col + 1 Next i End If
    If ninv17 > 0 Then For i = 1 To ninv17 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-17KTL"col = col + 1 Next i End If
    If ninv15 > 0 Then For i = 1 To ninv15 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-15KTL"col = col + 1 Next i End If
    If ninv12 > 0 Then For i = 1 To ninv12 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-12KTL"col = col + 1 Next i End If
    If ninv10 > 0 Then For i = 1 To ninv10 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln,
col) = "SUN2000-10KTL"col = col + 1 Next i End If
    If ninv8 > 0 Then For i = 1 To ninv8 Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col)
= "SUN2000-8KTL"col = col + 1 Next i End If
    'escreve paineis e orientações
    ln = 10
    col = 2
    i = 0
    countNascente = nstringn
    countPoente = nstringp
    countSul = nstrings
    'inversor de 30
    If ninv30 <> 0 Then
    Do While i < ninv30
    If ln = 15 Then
    If countNascente = 1 Or countPoente = 1 Or countSul = 1
    Then
    Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv30
    printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
    Else
    Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv30 * 2
    printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 2
    End If
    ElseIf ln <> 16 Then
    Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv30
    printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
    End If
    ln = ln + 1
    If ln = 16 Then
    col = col + 1

```

```

ln = 10
i = i + 1
End If
Loop
End If
'inversor de 28
i = 0
If ninv28 <> 0 Then
Do While i < ninv28
If ln = 15 Then
If countNascente = 1 Or countPoente = 1 Or countSul = 1 Then
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv28
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
Else
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv28 * 2
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 2
End If
ElseIf ln <> 16 Then
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv28
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
End If
ln = ln + 1
If ln = 16 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
End If
Loop
End If
'inversor de 23 i = 0
If ninv23 <> 0 Then
Do While i < ninv23
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv23
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
ln = ln + 1
If ln = 10 + nstrings23 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
End If

```

```
Loop
End If
'inversor de 20
i = 0
If ninv20 <> 0 Then
Do While i < ninv20
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv20
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
ln = ln + 1
If ln = 10 + nstrings20 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
End If Loop
End If
'inversor de 17 i = 0
If ninv17 <> 0 Then
Do While i < ninv17
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv17
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
ln = ln + 1
If ln = 10 + nstrings17 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
End If
Loop
End If
'inversor de 15
i = 0
If ninv15 <> 0 Then
Do While i < ninv15
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv15
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
ln = ln + 1
If ln = 10 + nstrings15 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
End If
```

```
Loop
End If
'inversor de 12 i = 0
If ninv12 <> 0 Then
Do While i < ninv12
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv12
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
ln = ln + 1
If ln = 10 + nstrings12 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
End If
Loop
End If
'inversor de 10
i = 0
If ninv10 <> 0 Then
Do While i < ninv10
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv10
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
ln = ln + 1
If ln = 10 + nstrings10 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
End If
Loop
End If
'inversor de 8
i = 0
If ninv8 <> 0 Then
Do While i < ninv8
Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln, col) = npaineisinv8
printorientation ln, col, countNascente, countPoente, countSul, 1
ln = ln + 1
If ln = 10 + nstrings8 Then
col = col + 1
ln = 10
i = i + 1
```




```
End If
Loop
End If
Application.Calculation = xlAutomatic
Application.ScreenUpdating = True
End Sub

Public Sub printorientation(ln As Integer, col As Integer, countNascente As Integer, countPo-
ente As Integer, countSul As Integer, toRemove As Integer)
    If countNascente <> 0 Then
        Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln + 6, col) = "Nascente "
        countNascente = countNascente - toRemove
    ElseIf countPoente <> 0 Then
        Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln + 6, col) = "Poente "
        countPoente = countPoente - toRemove
    ElseIf countSul <> 0 Then
        Worksheets("Dimensionamento produção ").Cells(ln + 6, col) = "Sul "
        countSul = countSul - toRemove
    End If
End Sub
```


Anexo C

Datasheets

String Inverter (SUN2000-33KTL)			
Technical Specifications		SUN2000-33KTL	
		Efficiency	
Max. Efficiency		96.6%	
European Efficiency		96.3%	
		Input	
Max. DC Usable Power		30,000 W	
Max. Input Voltage		1,000 V	
Max. Current per MPPT		23 A	
Max. Short-Circuit Current per MPPT		32 A	
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage		200 V / 250 V	
Full Power MPPT Voltage Range		400 V – 800 V	
MPPT Operating Voltage Range		200 V – 950 V	
Rated Input Voltage		620 V	
Max. Number of Inputs		6	
Number of MPPT Trackers		3	
		Output	
Rated AC Active Power		30,000 W	
Max. AC Apparent Power		33,000 VA	
Max. AC Active Power (cosφ=1)		30,000 W	
Rated Output Voltage		230V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE	
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz	
Max. Output Current		48 A	
Adjustable Power Factor		0.8 LG ... 0.8 LD	
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%	
		Protection	
Input-side Disconnection Device		Yes	
Anti-islanding Protection		Yes	
AC Overcurrent Protection		Yes	
DC Overcurrent Protection		Fuseless	
DC Reverse-Polarity Protection		Yes	
PV-array String Fault Monitoring		Yes	
DC Surge Arrester		Type II	
AC Surge Arrester		Type II	
Insulation Monitoring		Yes	
Residual Current Detection		Yes	
		Communication	
Display		LED Indicators	
RS485		Yes	
USB / Bluetooth + APP		Yes	
Power Line Communication (PLC)		Optional	
		General	
Dimensions (W x H x D)		550 x 770 x 270 mm (21.7 x 30.3 x 10.6 inch)	
Weight		50 kg (110 lb)	
Operation Temperature Range		-25 °C – +60 °C (-13°F – +140°F)	
Cooling		Natural Convection	
Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft)	
Relative Humidity		0 – 100%	
DC Connector		Amphenol H44	
AC Connector		Waterproof PG Terminal + OT Connector	
Protection Rating		IP65	
Internal Consumption at Night		< 1 W	
Topology		Transformerless	
Noise Emission (Typical)		<33 dB	
		Standards Compliance	
Safety/EMC		EN 61000-3, EN 61000-6, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 60529	
Grid Code		IEC 61727, IEC 62116, IEC 61683, IEC 60908-2, EN50438, CEC/SG 035-2013, GB/T 19964-2012, NB/T 32094-2013, VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, BDEW 2008, G59/3, AS4777, UTE C 15-712-1, C10/11, RD1669, FEA 2013, Resolution No. 07, NRS 997	

Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar

Figura C.1: Folha de características do inversor de 30 kW [10].

String Inverter (SUN2000-8/12KTL)



Smart

- Maximum of 2 MPPT for versatile adaptations to different module types or quantities built up with different alignments
- 4 strings intelligent monitoring and 80% time saving for fault detection
- RS485 and USB ports for connectivity and data management
- Local graphic LCD display and remote monitoring

Efficient

- Max. efficiency 98.5%, European efficiency 98.0%
- Easy to install with the weight of 40kg

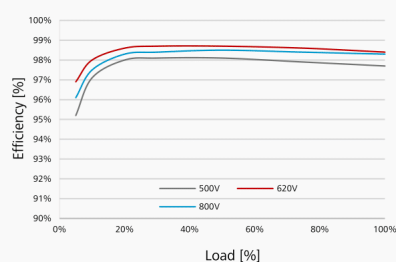
Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Detection (RCD) protection

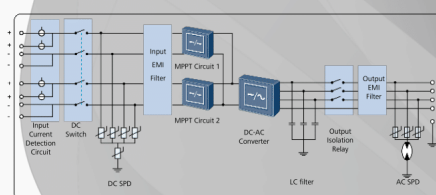
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram




SUN2000-8/12KTL

Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar


Figura C.2: Folha de características dos inversores de 8 e 12 kW [10].



String Inverter (SUN2000-8/12KTL)

Technical Specifications	SUN2000-8KTL	SUN2000-12KTL
	Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%	98.5%
European Efficiency	98.0%	98.0%
	Input	
Max. DC Usable Power	8,160 W	12,240 W
Max. Input Voltage	1,000 V	1,000 V
Max. Current per MPPT	18 A	18 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	25 A	25 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	320 V ~ 800 V	380 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 950 V	200 V ~ 950 V
Rated Input Voltage	620 V	620 V
Max. Number of Inputs	4	4
Number of MPP Trackers	2	2
	Output	
Rated AC Active Power	8,000 W	12,000 W
Max. AC Apparent Power	8,800 VA	13,200 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	8,000 W	12,000 W
Rated Output Voltage	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	12.7 A	19.1 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	< 3%
	Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes	Yes
Anti-islanding Protection	Yes	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes	Yes
DC Overcurrent Protection	Fuseless	Fuseless
DC Reverse-Polarity Protection	Yes	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes	Yes
DC Surge Arrester	Type II	Type II
AC Surge Arrester	Type II	Type II
Insulation Monitoring	Yes	Yes
Residual Current Detection	Yes	Yes
	Communication	
Display	Graphic LCD	Graphic LCD
RS485	Yes	Yes
USB	Yes	Yes
	General	
Dimensions (W×H×D)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)
Weight	40 kg (88 lb)	40 kg (88 lb)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection	Natural Convection
Operating Altitude	3,000 m (9,842 ft)	3,000 m (9,842 ft)
Relative Humidity	0~100%	0~100%
DC Connector	Amphenol H4	Amphenol H4
AC Connector	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3
Protection Rating	IP65	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W	< 1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Noise Emission (Typical)	<29 dB	<29 dB
	Standards Compliance	
Safety/EMC	EN 61000-3, EN 61000-6, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 60529	
Grid Code	IEC61727, IEC62116, IEC 61683, IEC 60068-2, EN50438, CGC/GF 035-2013, GB/T 19964-2012, NB/T 32004-2013, VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, BDEW 2008, G83/2, G59/3, AS4777, UTE C 15-712-1, C10/11, RD1669, PEA 2013, Resolution No. 07, NRS 097	

Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar

Figura C.3: Folha de características dos inversores de 8 e 12 kW [10].

String Inverter (SUN2000-17/20KTL)



Smart

- 3 MPPTs for versatile adaption to different module types or quantities built up with different alignments
- 6 strings intelligent monitoring and 80% time saving for fault detection
- RS485 and USB ports for connectivity and data management
- Local graphic LCD display and remote monitoring

Efficient

- Max. efficiency 98.6%, European efficiency 98.3%
- Easy to install with the weight of 48kg

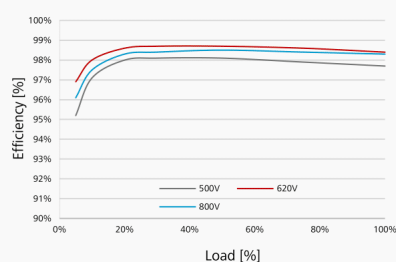
Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Detection (RCD) protection

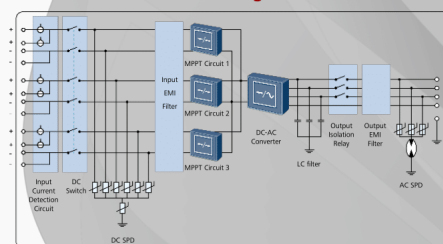
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram



SUN2000-17/20KTL


Always Available for Highest Yields



20160607

www.huawei.com/solar


Figura C.4: Folha de características dos inversores de 17 e 20 kW [10].



String Inverter (SUN2000-17/20KTL)

Technical Specifications	SUN2000-17KTL	SUN2000-20KTL
	Efficiency	
Max. Efficiency	98.6%	98.6%
European Efficiency	98.3%	98.3%
	Input	
Max. DC Usable Power	19,100 W	22,500 W
Max. Input Voltage	1,000 V	1,000 V
Max. Current per MPPT	18 A	18 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	25 A	25 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	400 V ~ 800 V	480 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 950 V	200 V ~ 950 V
Rated Input Voltage	620 V	620 V
Max. Number of Inputs	6	6
Number of MPP Trackers	3	3
	Output	
Rated AC Active Power	17,000 W	20,000 W
Max. AC Apparent Power	18,700 VA	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	18,700 W	22,000 W
Rated Output Voltage	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	28.4 A	33.4 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	< 3%
	Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes	Yes
Anti-islanding Protection	Yes	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes	Yes
DC Overcurrent Protection	Fuseless	Fuseless
DC Reverse-Polarity Protection	Yes	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes	Yes
DC Surge Arrester	Type II	Type II
AC Surge Arrester	Type II	Type II
Insulation Monitoring	Yes	Yes
Residual Current Detection	Yes	Yes
	Communication	
Display	Graphic LCD	Graphic LCD
RS485	Yes	Yes
USB	Yes	Yes
	General	
Dimensions (W×H×D)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)
Weight	48 kg (105 lb.)	48 kg (105 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection	Natural Convection
Max. Operating Altitude Without Derating	3,000 m (9,842 ft.)	3,000 m (9,842 ft.)
Relative Humidity	0~100%	0~100%
DC Connector	Amphenol H4	Amphenol H4
AC Connector	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3
Protection Rating	IP65	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W	< 1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Noise Emission (Typical)	<29 dB	<29 dB
	Standards Compliance	
Safety / EMC	EN/IEC 61000-6-1, EN/IEC 61000-6-2, EN/IEC 61000-6-3, EN/IEC 61000-6-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2	
Grid Code	IEC 61727, IEC 62116, NB/T 32004-2013, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, C10/11, EN 50438-Ireland, EN 50438-Turkey, AS 4777, PEA (Only 20KTL), MEA (Only 20KTL), NRS 097-2-1	

Always Available for Highest Yields



20160607

www.huawei.com/solar

Figura C.5: Folha de características dos inversores de 17 e 20 kW [10].

String Inverter (SUN2000-23KTL)



Smart

- 3 MPPTs for versatile adaption to different module types or quantities built up with different alignments
- 6 strings intelligent monitoring and 80% time saving for fault detection
- RS485 and USB ports for connectivity and data management
- Local graphic LCD display and remote monitoring

Efficient

- Max. efficiency 98.6%, European efficiency 98.3%
- Easy to install with the weight of 48kg

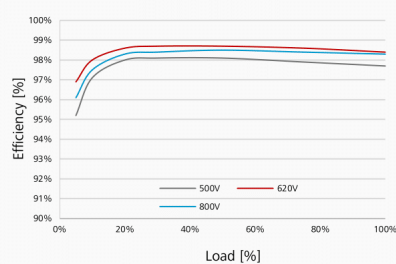
Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Detection (RCD) protection

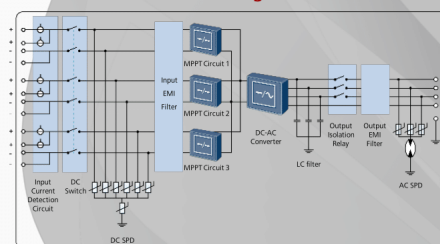
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram




SUN2000-23KTL

Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar


Figura C.6: Folha de características do inversor de 23 kW [10].



String Inverter (SUN2000-23KTL)

Technical Specifications	SUN2000-23KTL
	Efficiency
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.3%
	Input
Max. DC Usable Power	23,600 W
Max. Input Voltage	1,000 V
Max. Current per MPPT	18 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	25 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	480 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 950 V
Rated Input Voltage	620 V
Max. Number of Inputs	6
Number of MPP Trackers	3
	Output
Rated AC Active Power	23,000 W
Max. AC Apparent Power	23,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	23,000 W
Rated Output Voltage	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	34.9 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Overcurrent Protection	Fuseless
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Monitoring	Yes
Residual Current Detection	Yes
	Communication
Display	Graphic LCD
RS485	Yes
USB	Yes
	General
Dimensions (W×H×D)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)
Weight	48 kg (105 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection
Operating Altitude	3,000 m (9,842 ft.)
Relative Humidity	0~100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Amphenol C16/3
Protection Rating	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W
Topology	Transformerless
Noise Emission (Typical)	<29 dB
	Standards Compliance
Safety / EMC	EN/IEC 61000-6-1, EN/IEC 61000-6-2, EN/IEC 61000-6-3, EN/IEC 61000-6-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid Code	IEC 61727, IEC 62116BDEW, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, G59/3, UTE C 15-712-1, C10/11, EN 50438-Ireland, EN 50438-Turkey, AS 4777, NRS 097-2-1

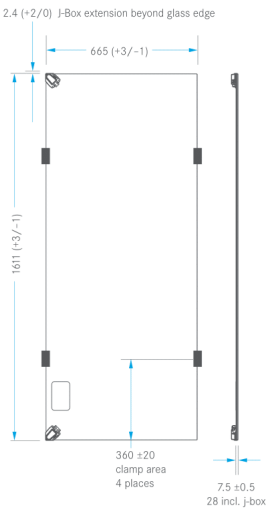
Always Available for Highest Yields



www.huawei.com/solar

Figura C.7: Folha de características do inversor de 23 kW [10].

MiaSolé
MS SERIES



MiaSolé will evaluate alternate clamping solutions upon customer request. All dimensions in millimeters.

ELECTRICAL PERFORMANCE AT STC¹

ELECTRICAL PERFORMANCE AT STC ¹		MS120GG	MS125GG	MS130GG	MS135GG	MS140GG	
Nominal Power	P _{MPP}	[W]	120	125	130	135	140
Power Output Tolerance		[W]	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0
Maximum Power Voltage	V _{MPP}	[V]	19.0	19.5	20.1	20.5	21.0
Maximum Power Current	I _{MPP}	[A]	6.29	6.41	6.48	6.58	6.67
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	24.9	25.2	25.4	25.6	25.8
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35
Maximum Series Fuse Rating		[A]	25				
Maximum System Voltage (IEC/UL)		[V]	1000/600				

¹Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m², 25°C cell temperature, AM 1.5 spectrum

ELECTRICAL PERFORMANCE AT NOCT²

Nominal Power	P_{MPP}	[W]	84.1	87.3	90.6	93.9	97.3
Maximum Voltage	V_{MPP}	[V]	16.6	17.1	17.5	18.0	18.5
Maximum Current	I_{MPP}	[A]	5.05	5.11	5.17	5.21	5.26
Open Circuit Voltage	V_{OC}	[V]	21.9	22.2	22.6	23.0	23.3
Short Circuit Current	I_{SC}	[A]	5.78	5.82	5.86	5.91	5.95

²Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): 800 w/m², 20°C ambient temperature, 1 m/s wind speed

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	[°C]	49
Temperature Coefficient of P_{MPP}	[%/°C]	-0.45
Temperature Coefficient of V_{OC}	[%/°C]	-0.36
Temperature Coefficient of I_{SC}	[%/°C]	-0.003

PHYSICAL AND MECHANICAL SPECIFICATIONS

Length	1611 mm (63.4 in)
Width	665 mm (26.2 in)
Depth	7.5 mm (0.3 in); 28 mm (1.1 in) including junction box
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Junction Box / Output Terminal Type	2 corner connection boxes / MC4 type
Cell Type	Copper Indium Gallium Diselenide (CIGS)
Maximum Load	Tested snow load: 5400 N/m ²
Warranty Term	5/10/25 year power output, 5 year workmanship ³
Certifications	IEC 61646, IEC 61730 (Application Class A), UL 1703 (Fire Class A), CEC

³Please see full warranty for details.



2590 Walsh Avenue, Santa Clara, California 95051, USA
1.408.919.5700 sales@miasole.com www.miasole.com



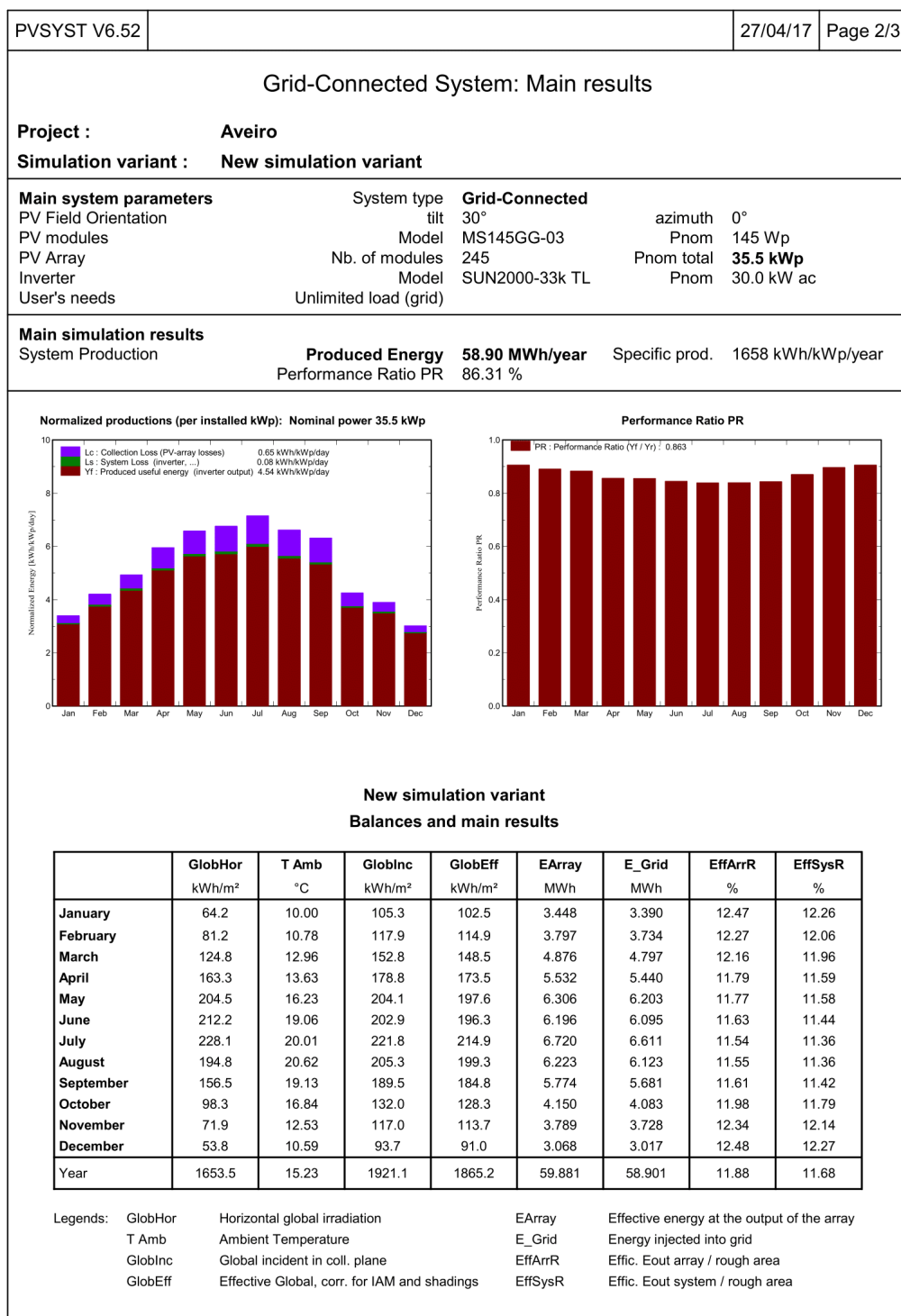
MiaSolé and the MiaSolé logo are registered trademarks.
© October 2011 MiaSolé. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
MiaSolé Approved for Public Release, 996-161411-00 Rev B

Figura C.8: Folha de características dos painéis [9].

Anexo D

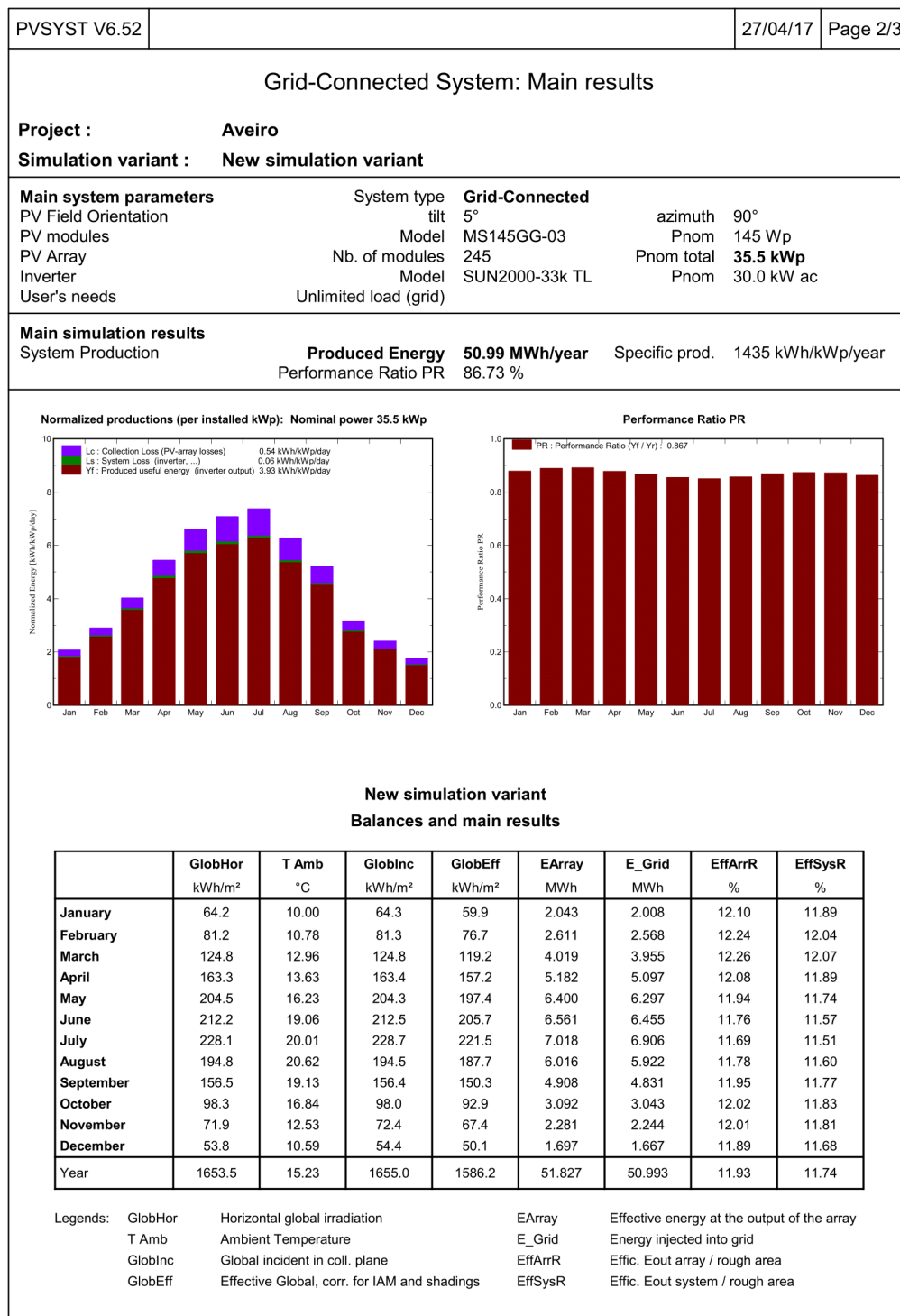
Dados de simulação da produção

Todas as simulações disponíveis neste anexo foram realizadas através do *software PVsyst*, disponível em [\[8\]](#).



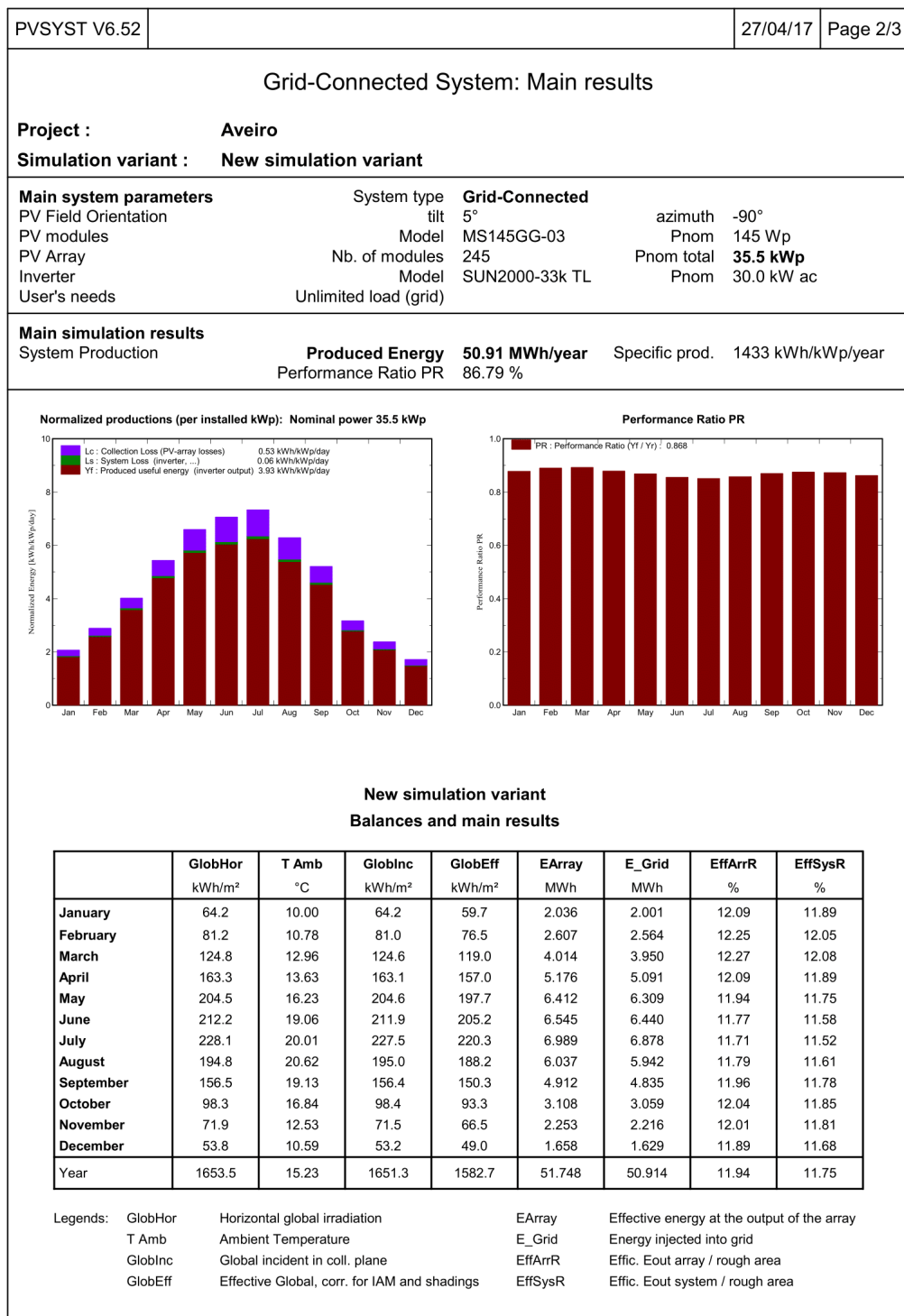
PVsynt Licensed to : Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.1: Dados de produção Aveiro Sul



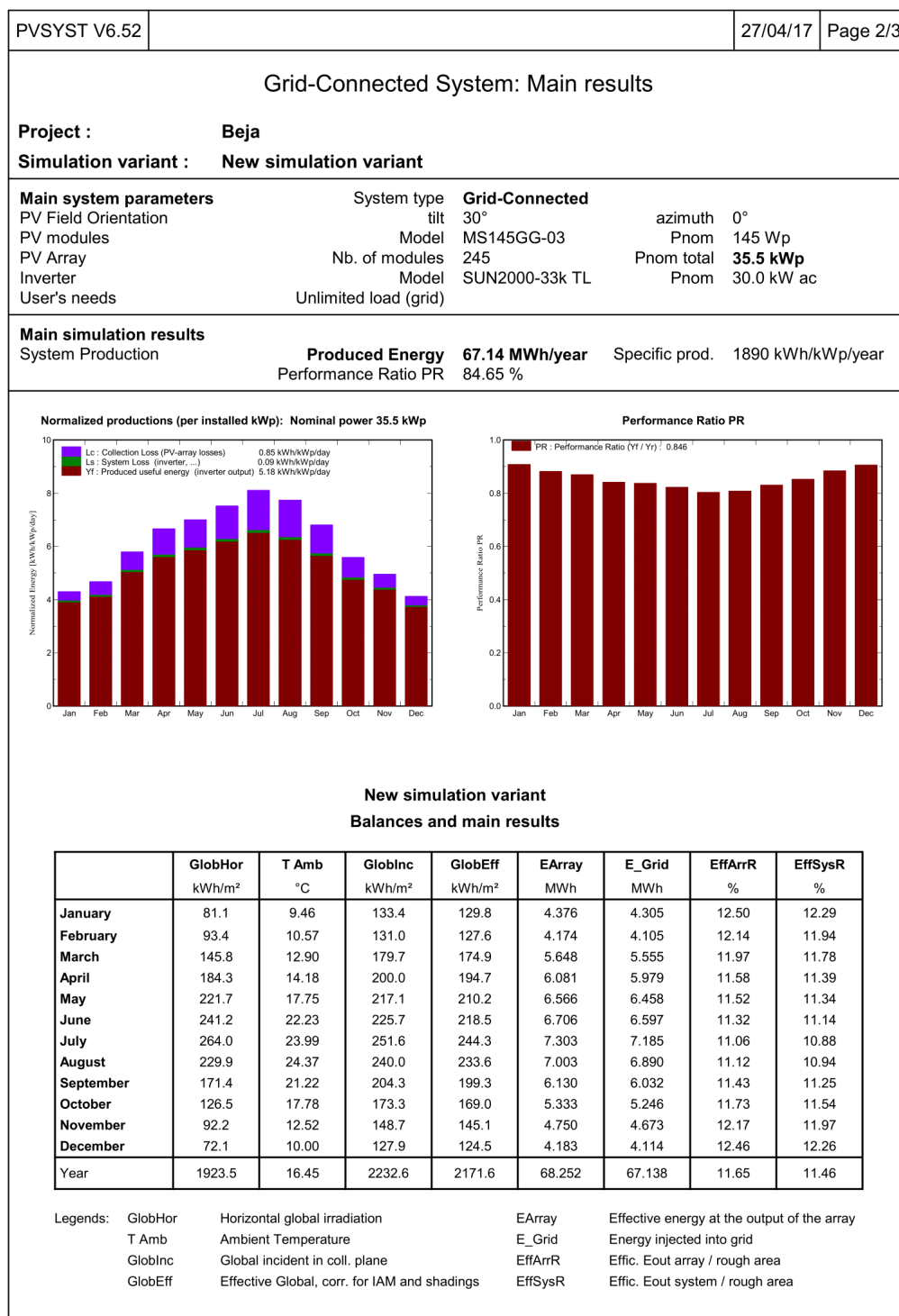
PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.2: Dados de produção Aveiro Nascente



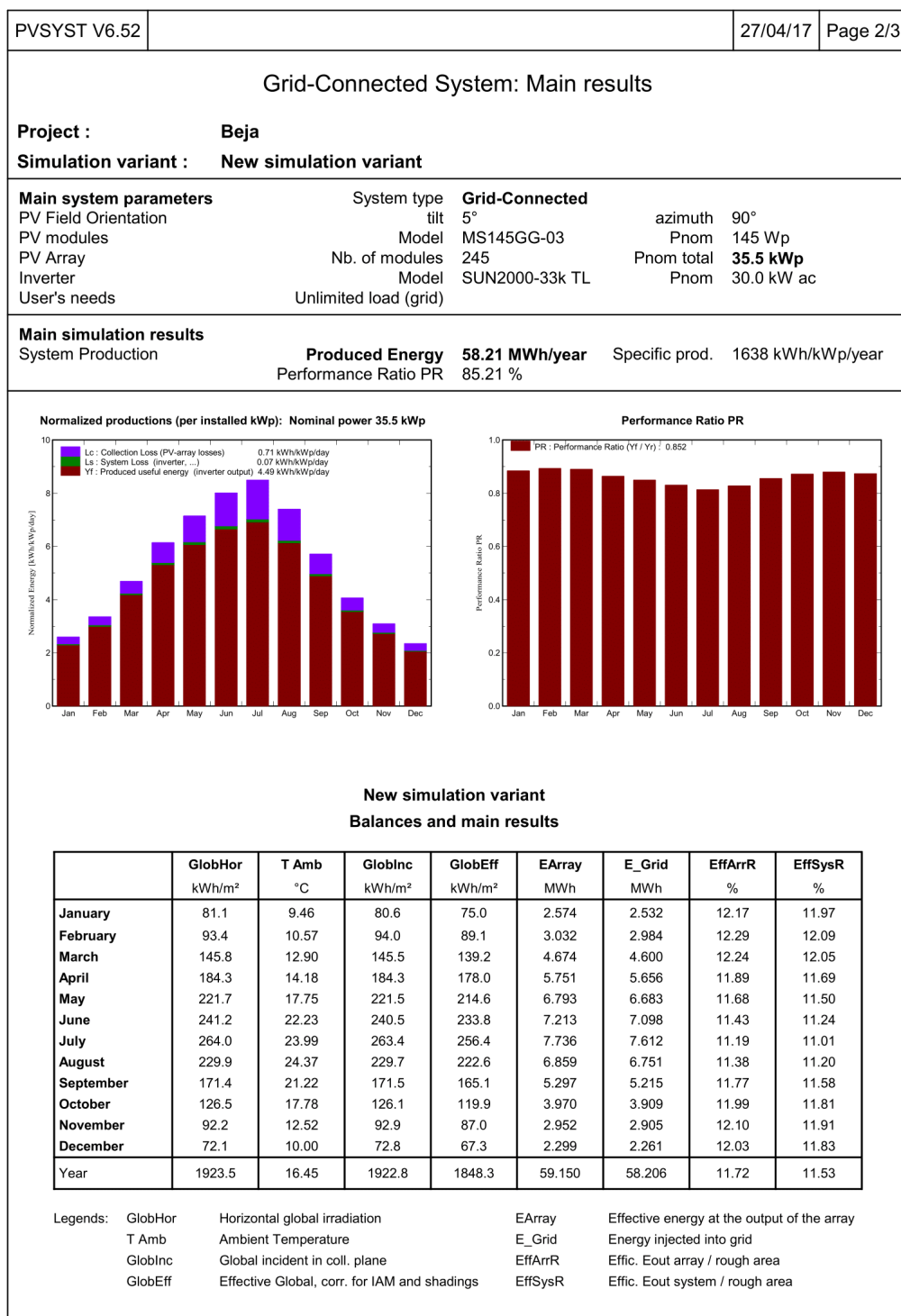
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.3: Dados de produção Aveiro Poente



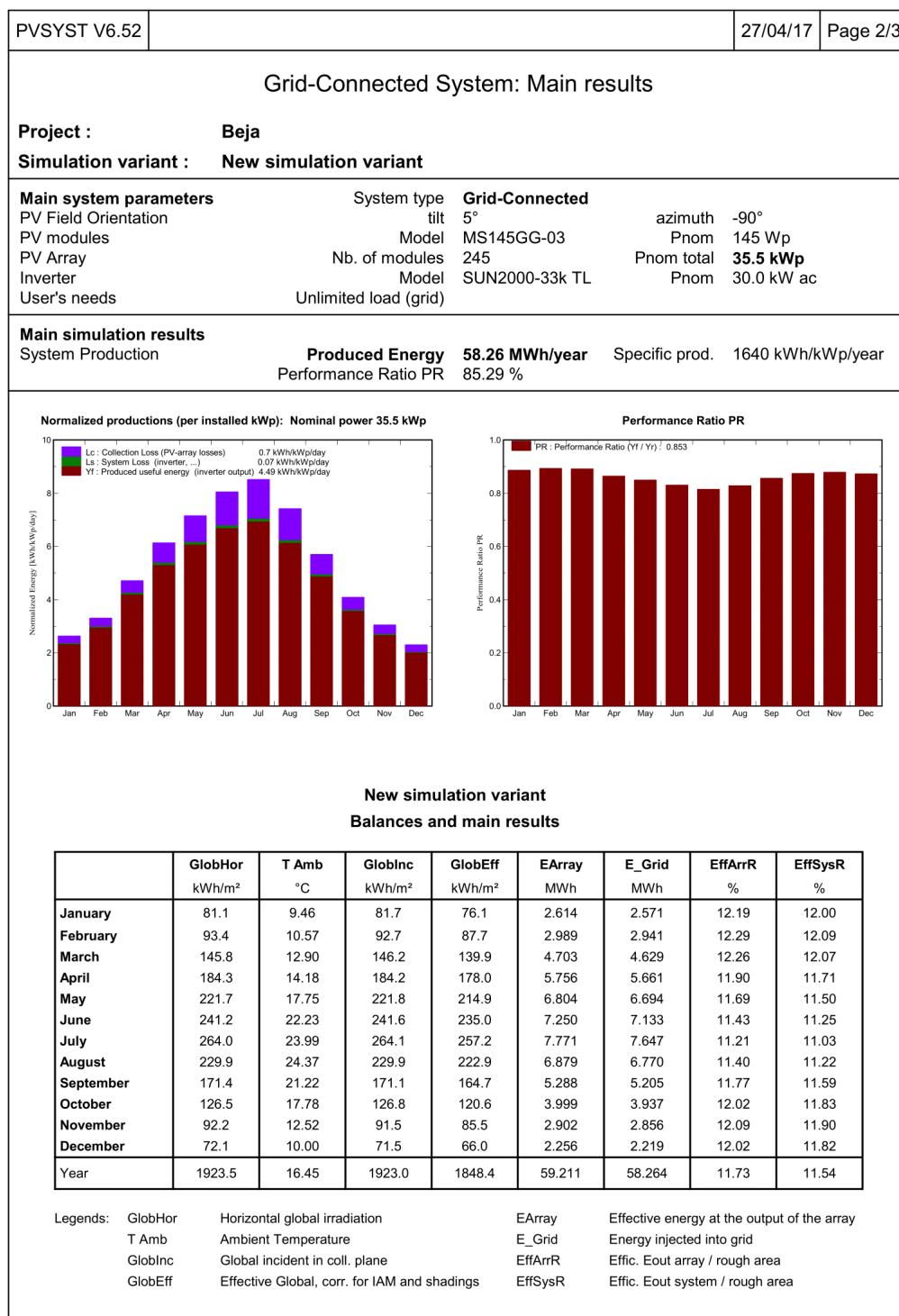
PVsyst Licensed to : Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.4: Dados de produção Beja Sul



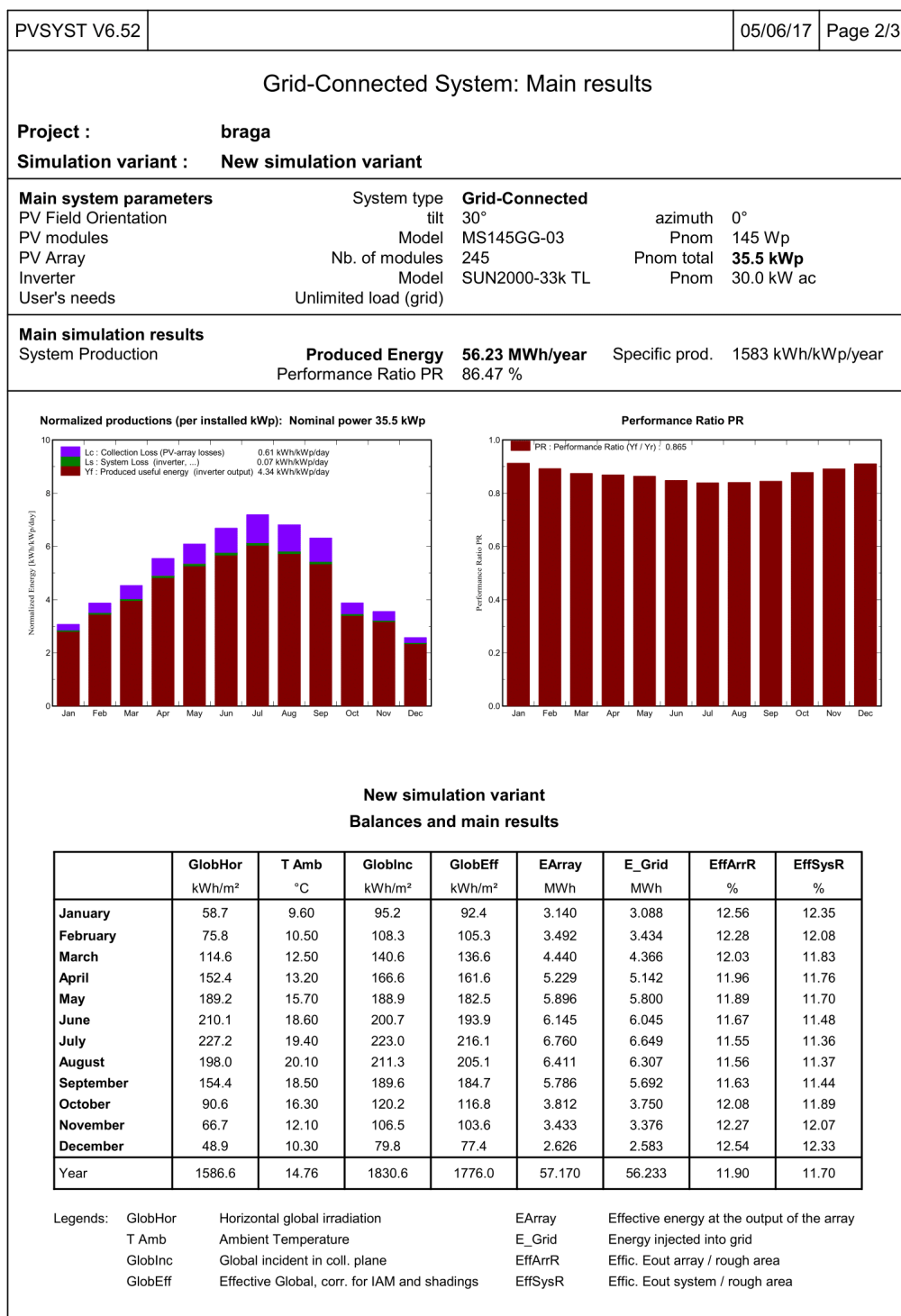
PVsynt Licensed to : Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.5: Dados de produção Beja Nascente



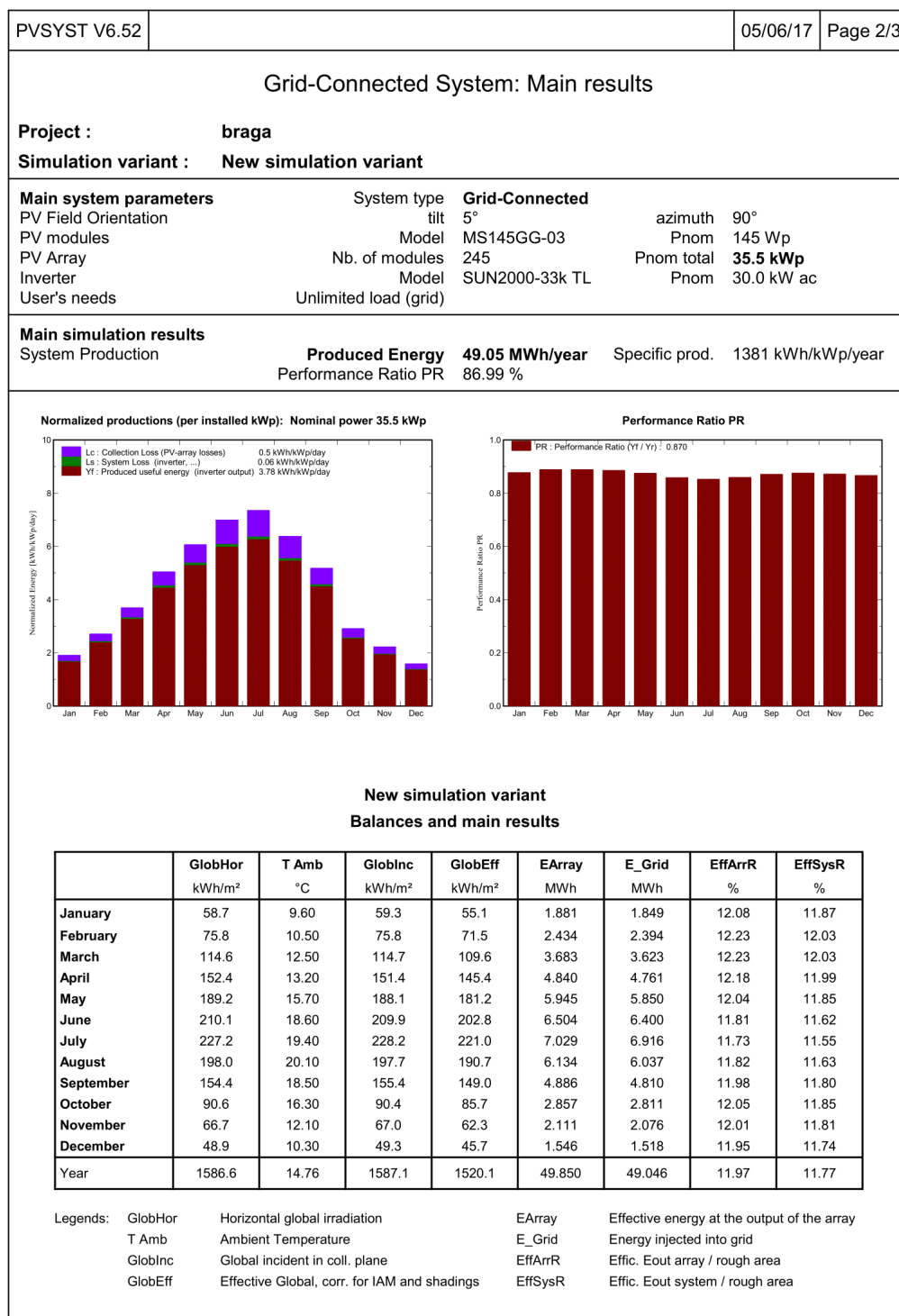
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.6: Dados de produção Beja Poente



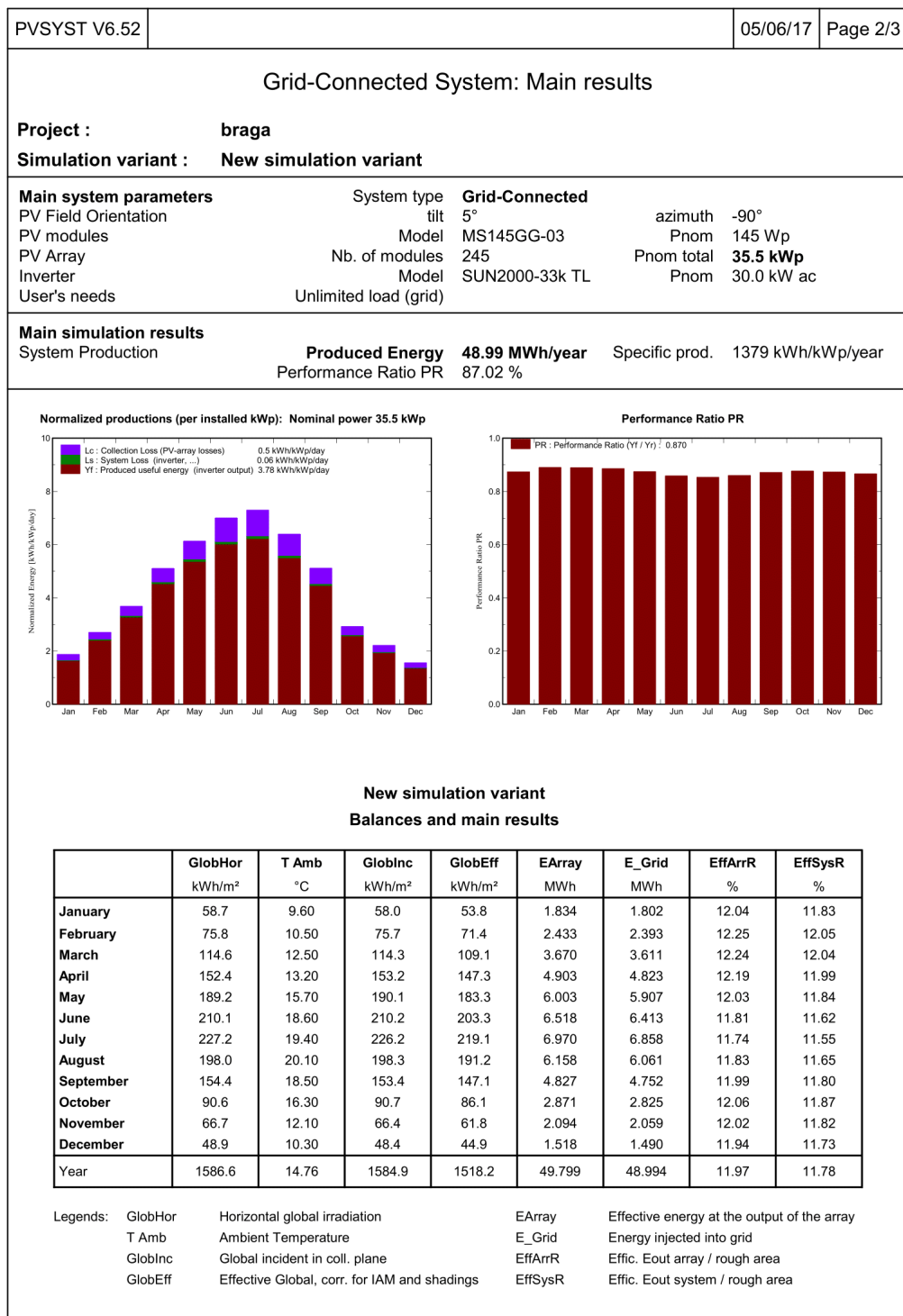
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.7: Dados de produção Braga Sul



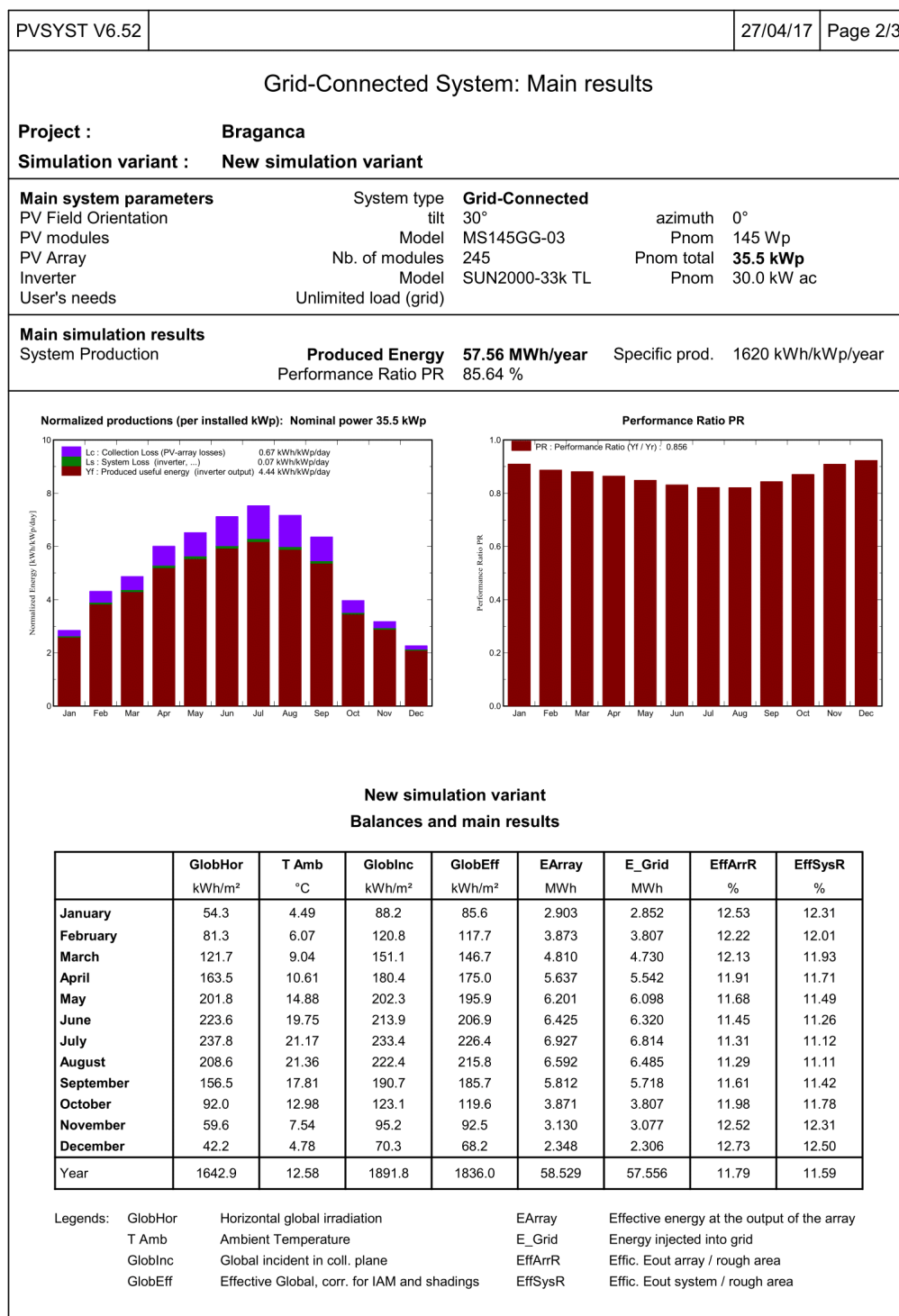
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.8: Dados de produção Braga Nascente



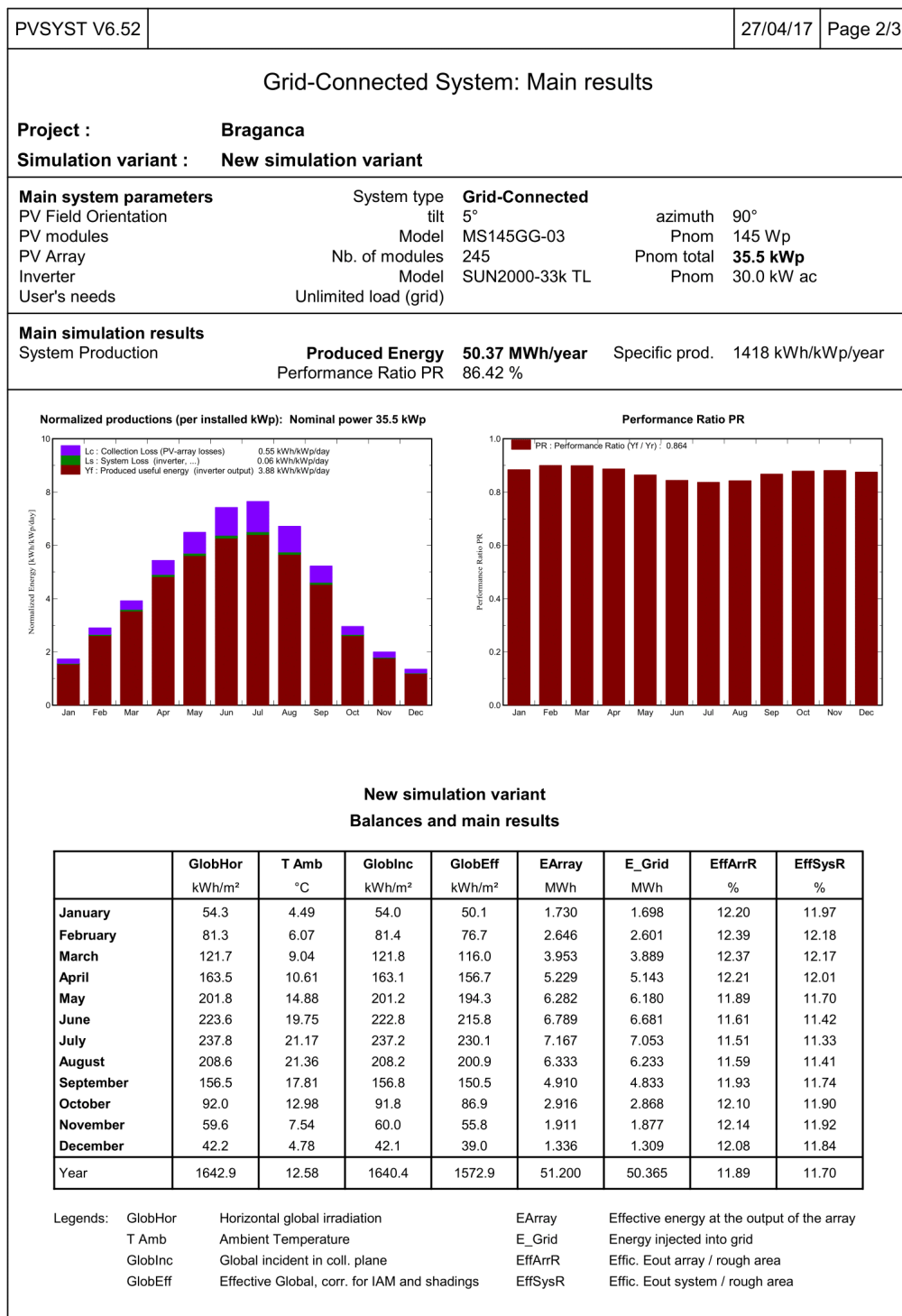
PV'syst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.9: Dados de produção Braga Poente



PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.10: Dados de produção Bragança Sul



PV'syst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.11: Dados de produção Bragança Nascente

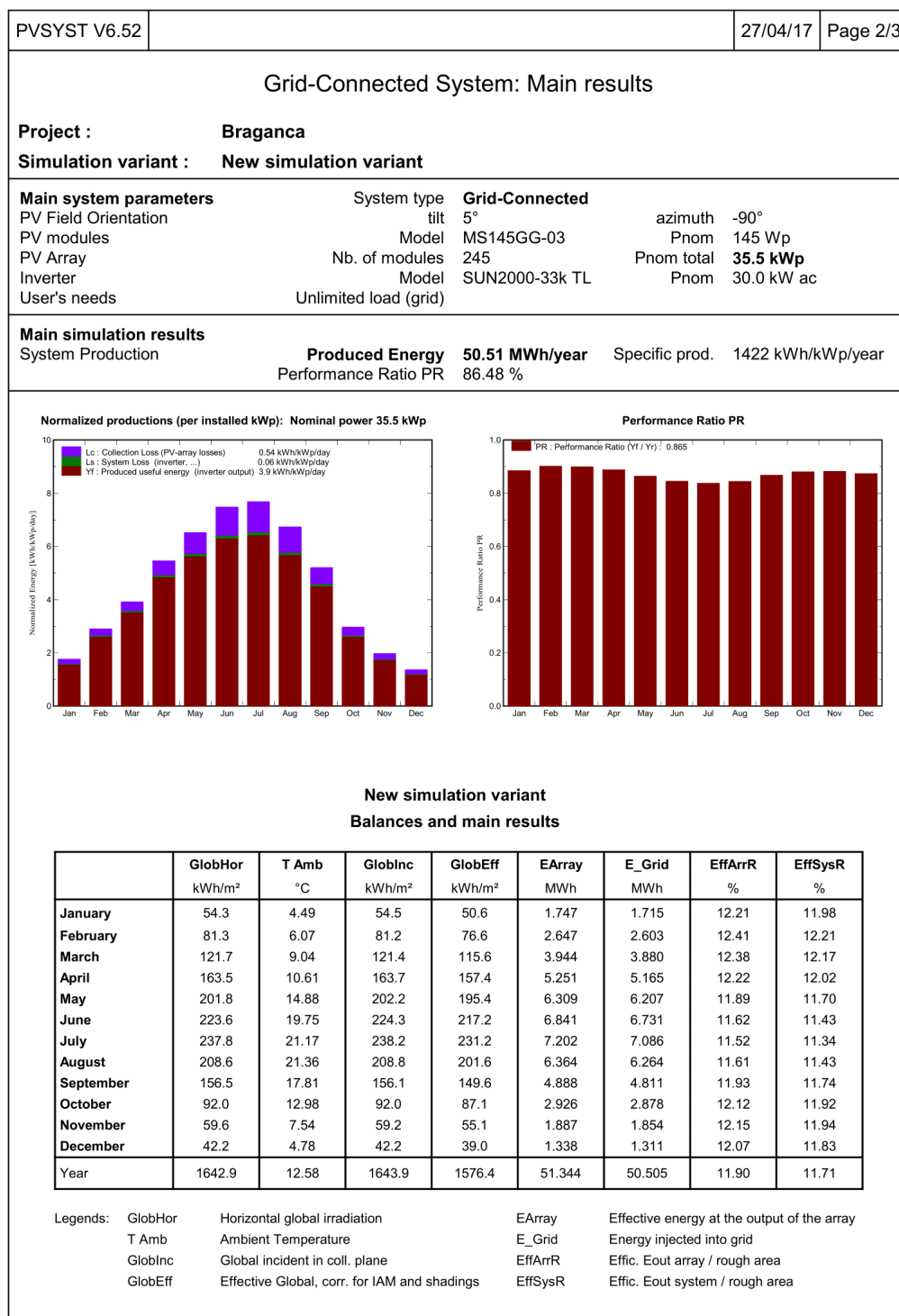
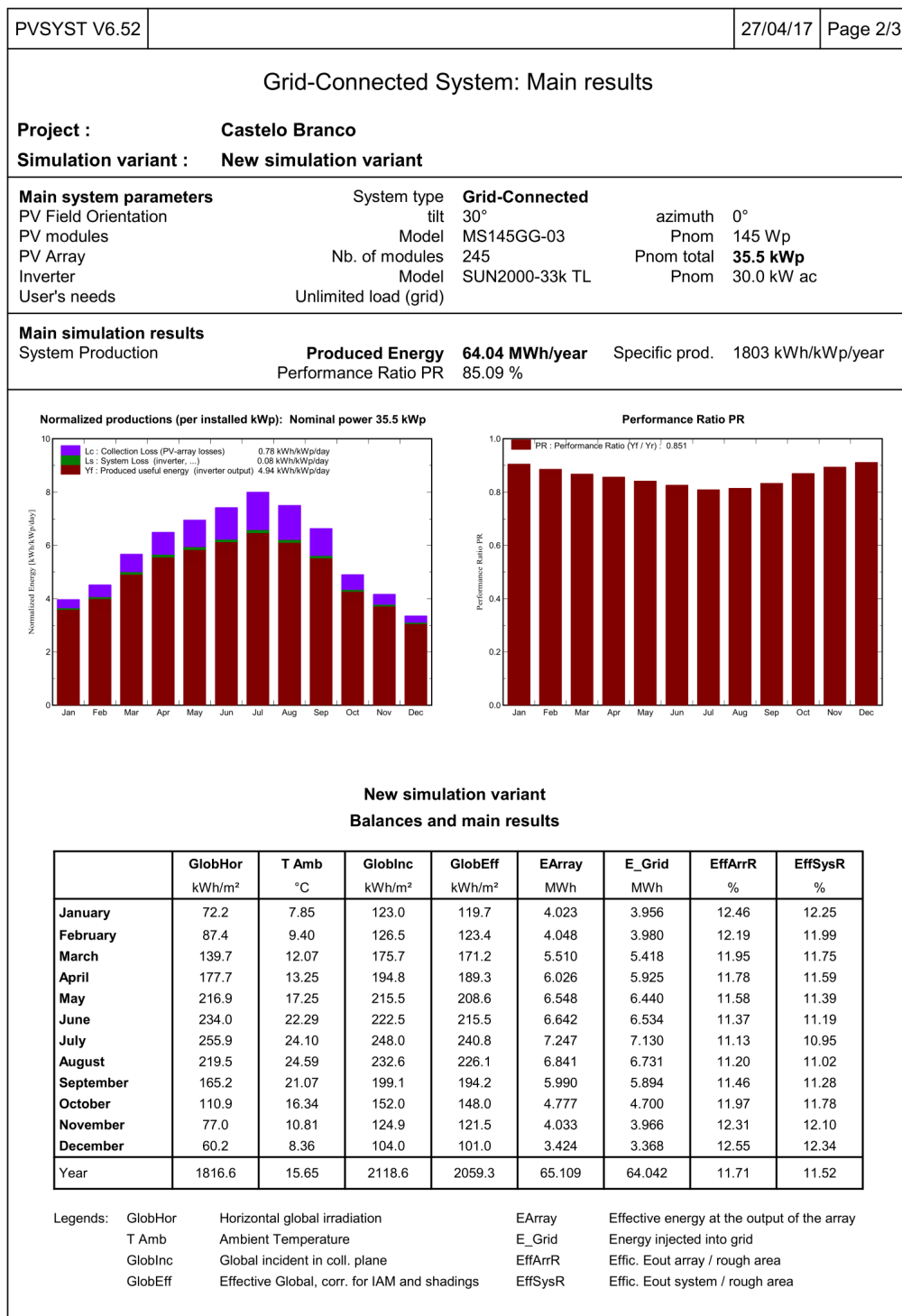
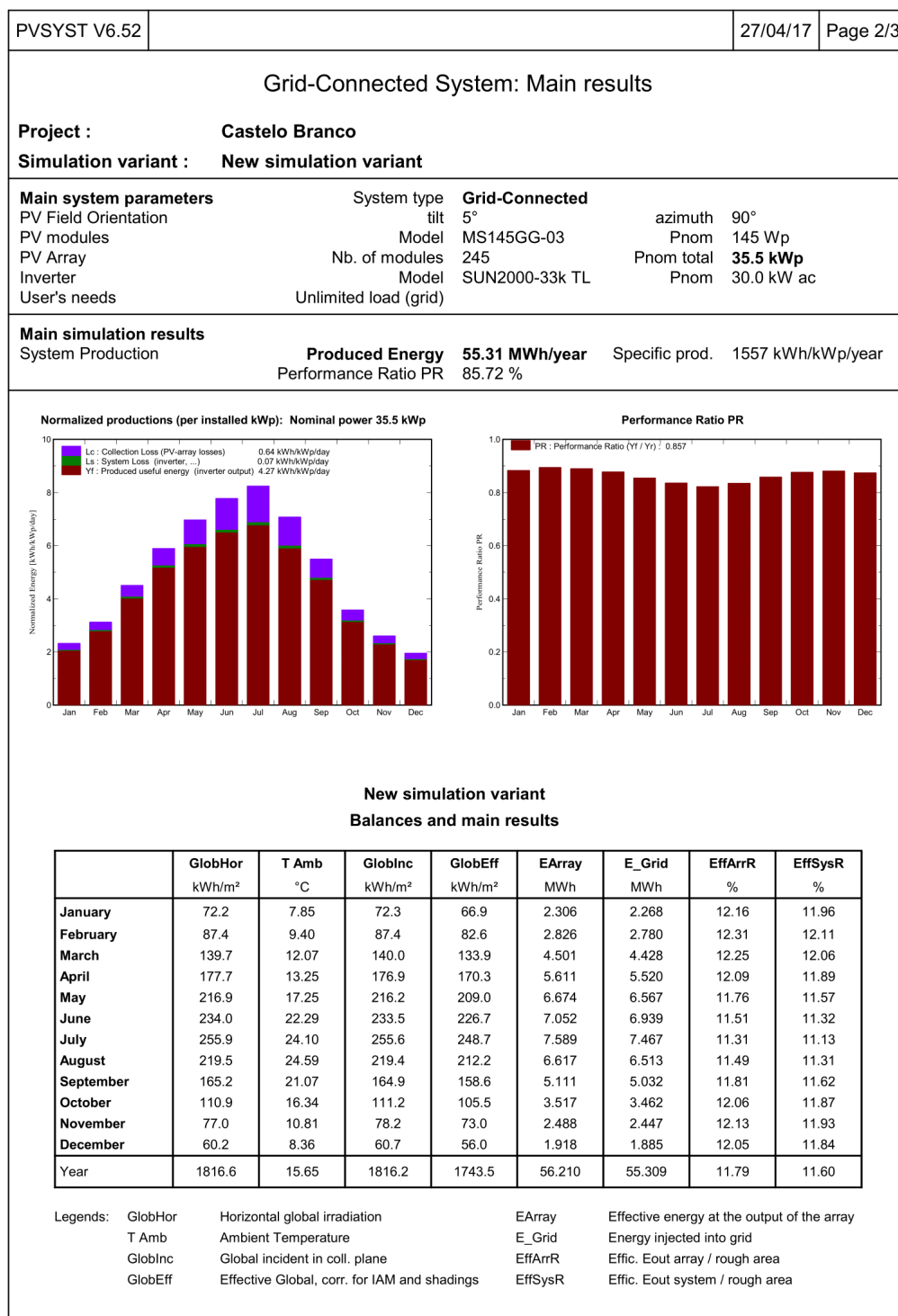


Figura D.12: Dados de produção Bragança Poente



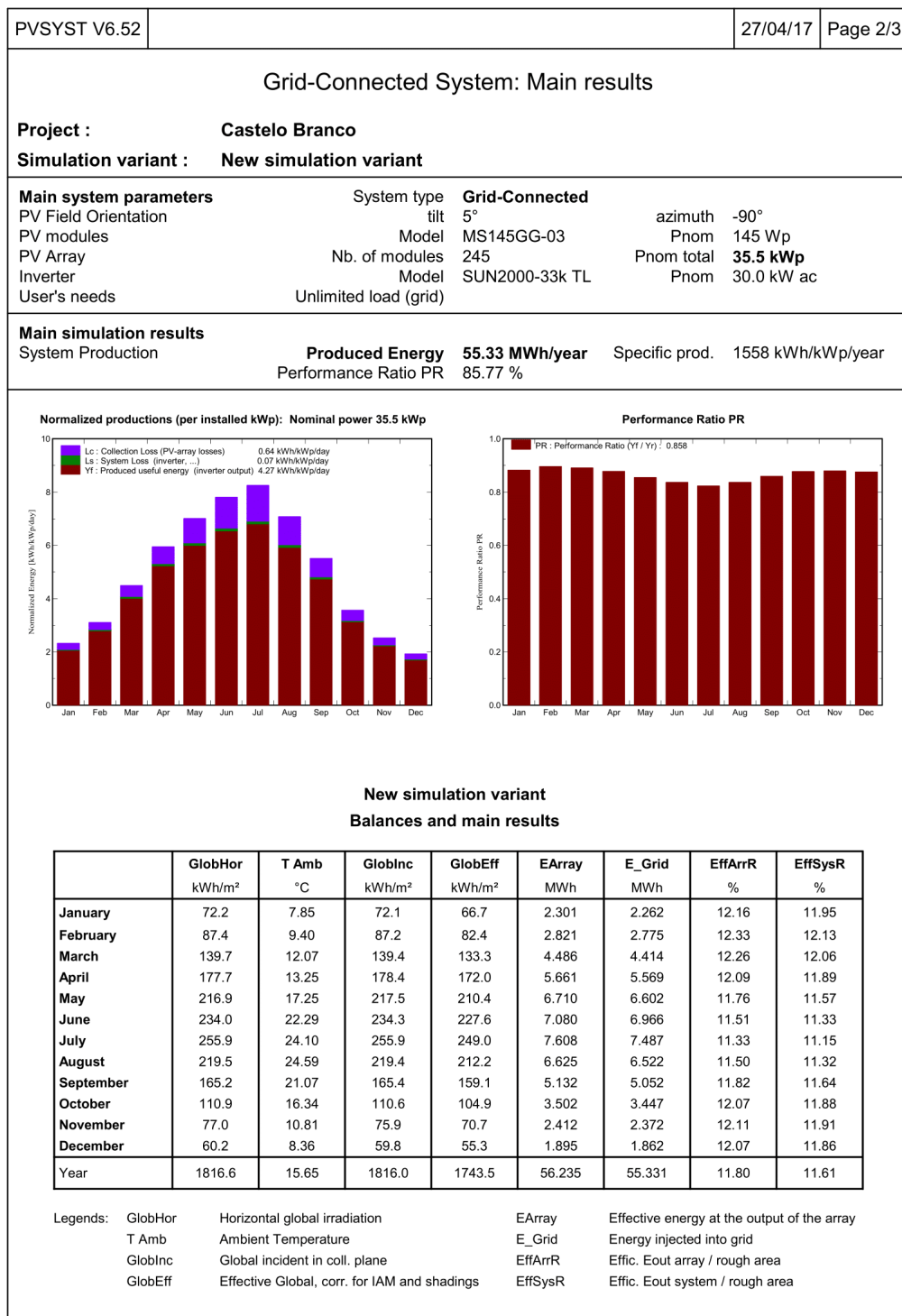
PVSyst Licensed to: Proef Energias Renováveis (Portugal)

Figura D.13: Dados de produção Castelo Branco Sul



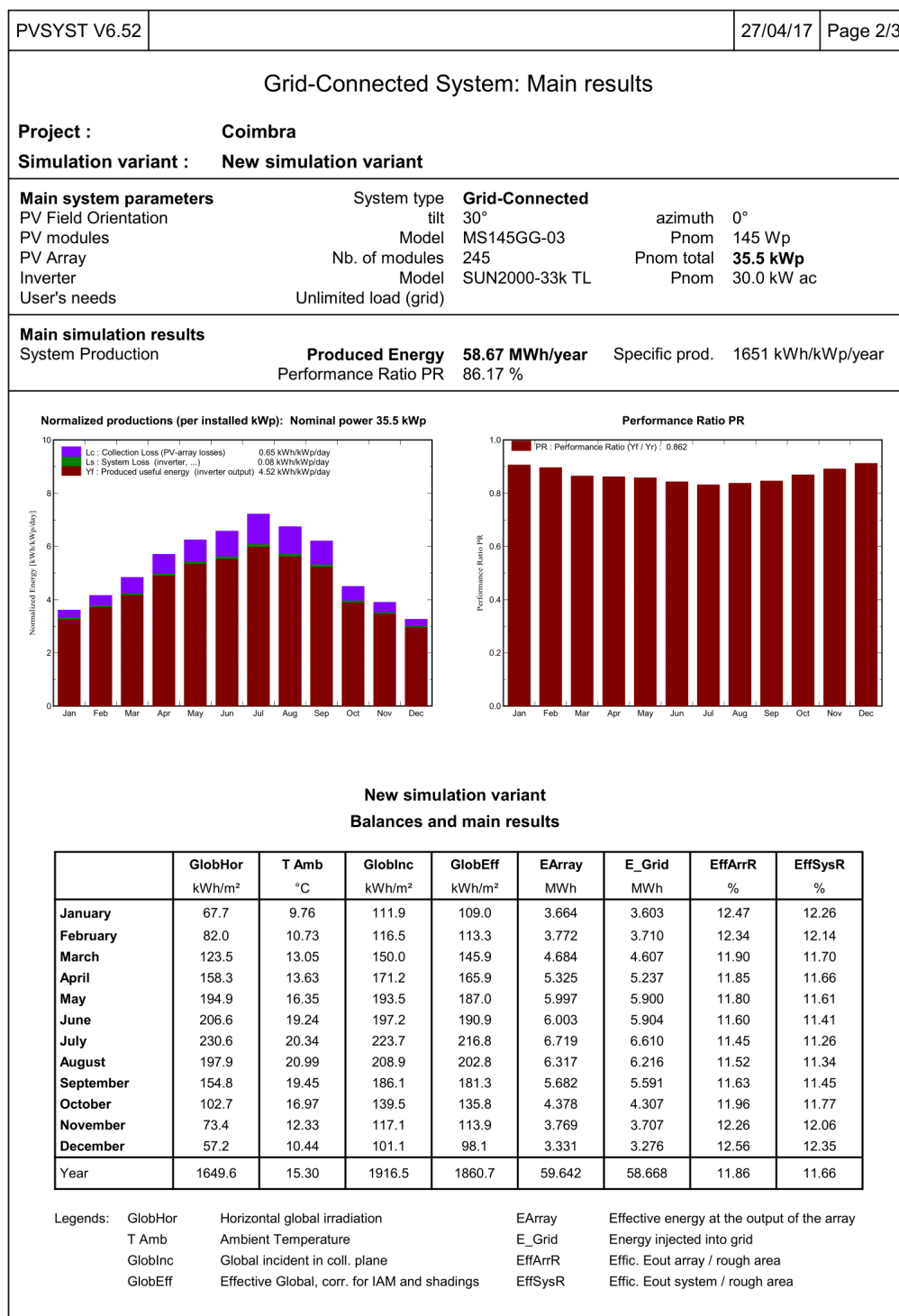
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.14: Dados de produção Castelo Branco Nascente



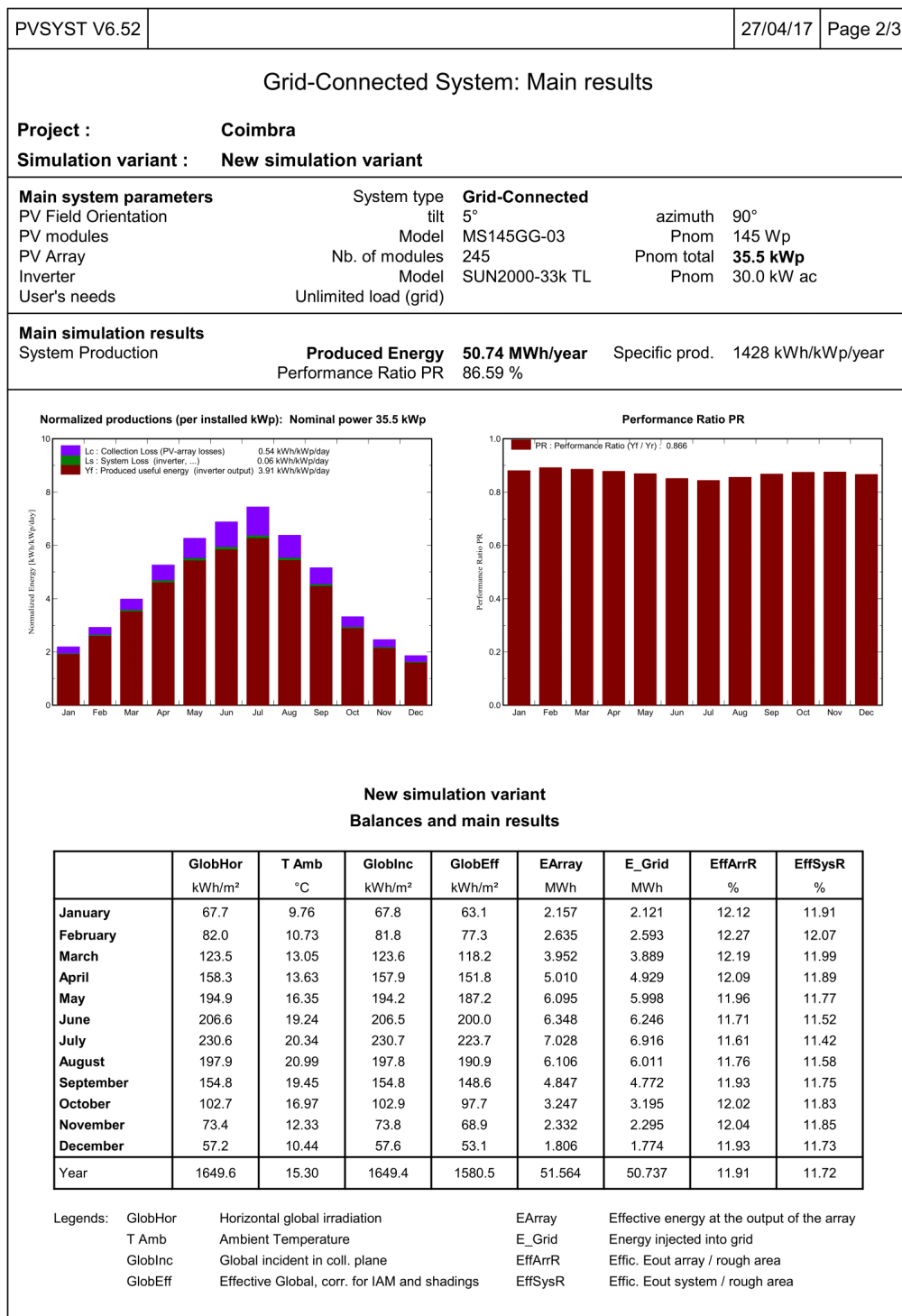
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.15: Dados de produção Castelo Branco Poente



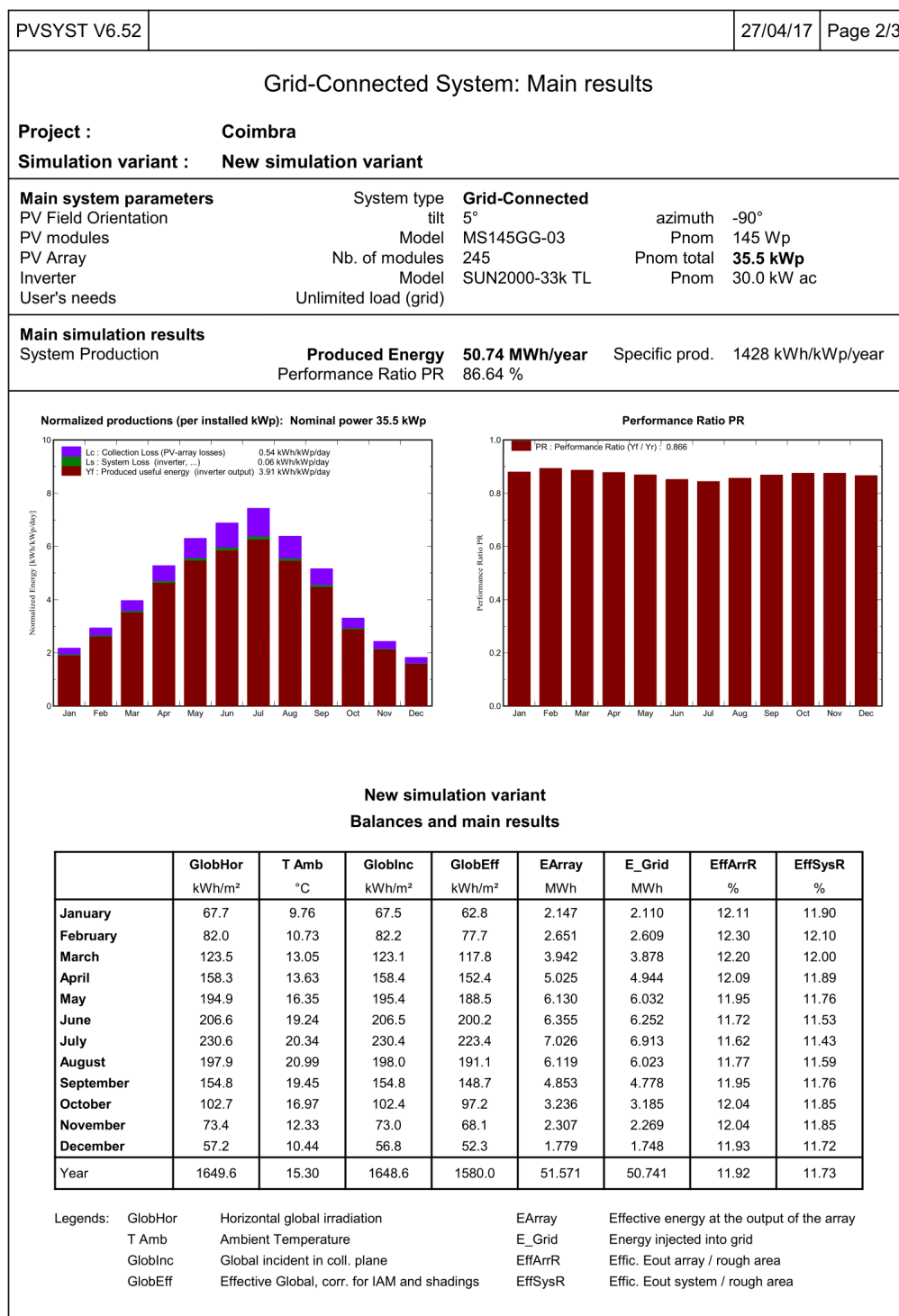
PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.16: Dados de produção Coimbra Sul



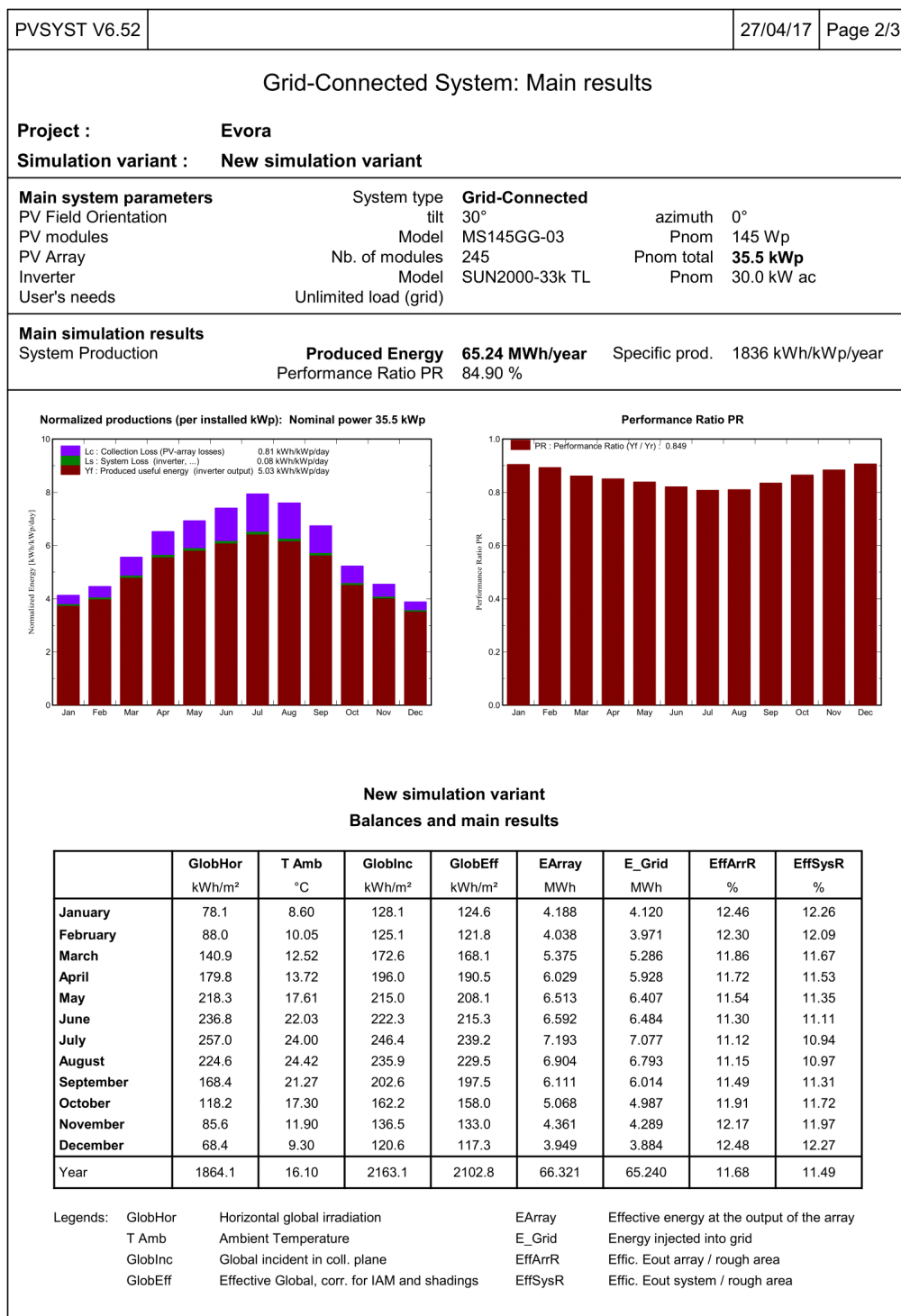
PVsynt Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.17: Dados de produção Coimbra Nascente



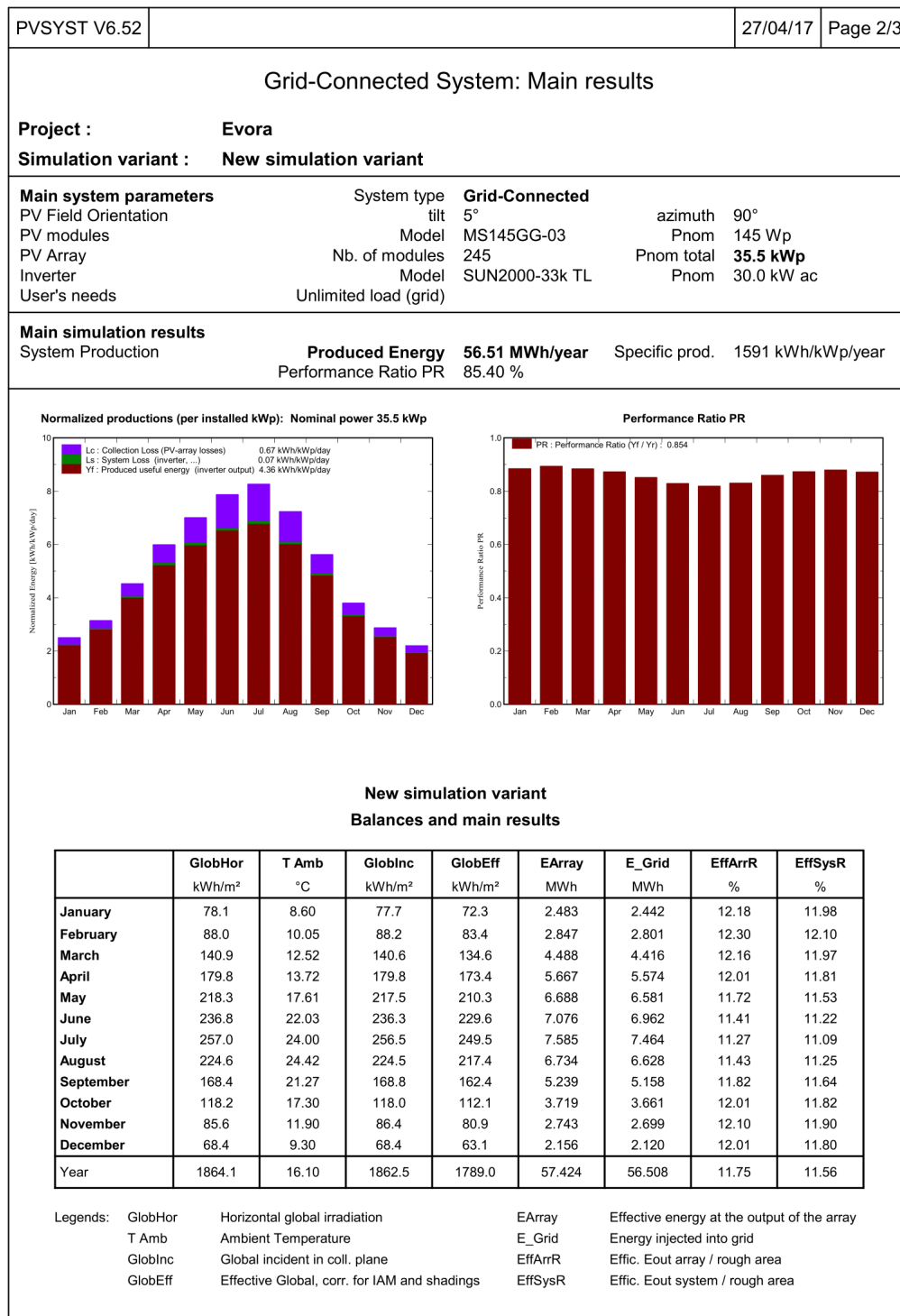
PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.18: Dados de produção Coimbra Poente



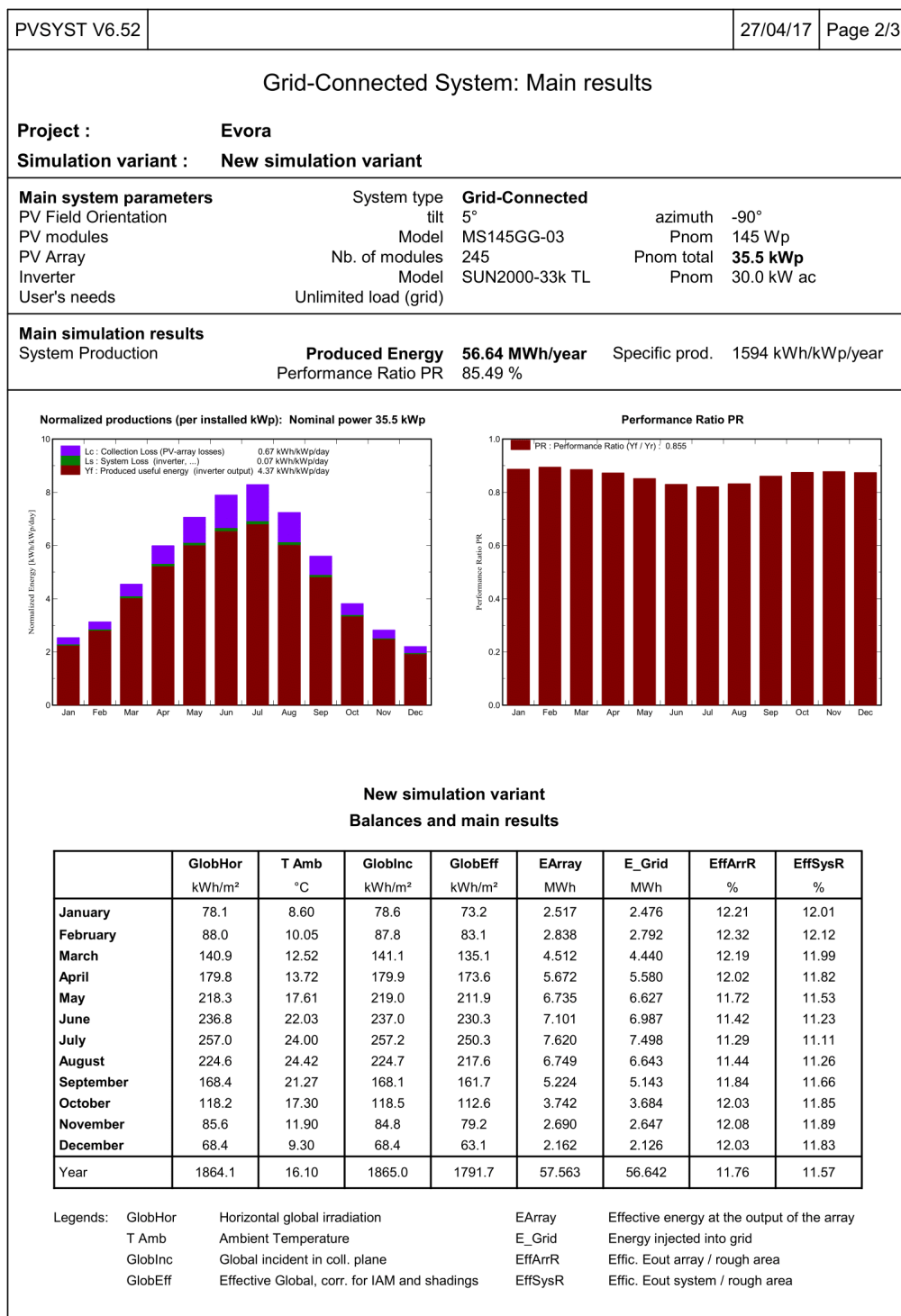
PVsyet Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.19: Dados de produção Évora Sul



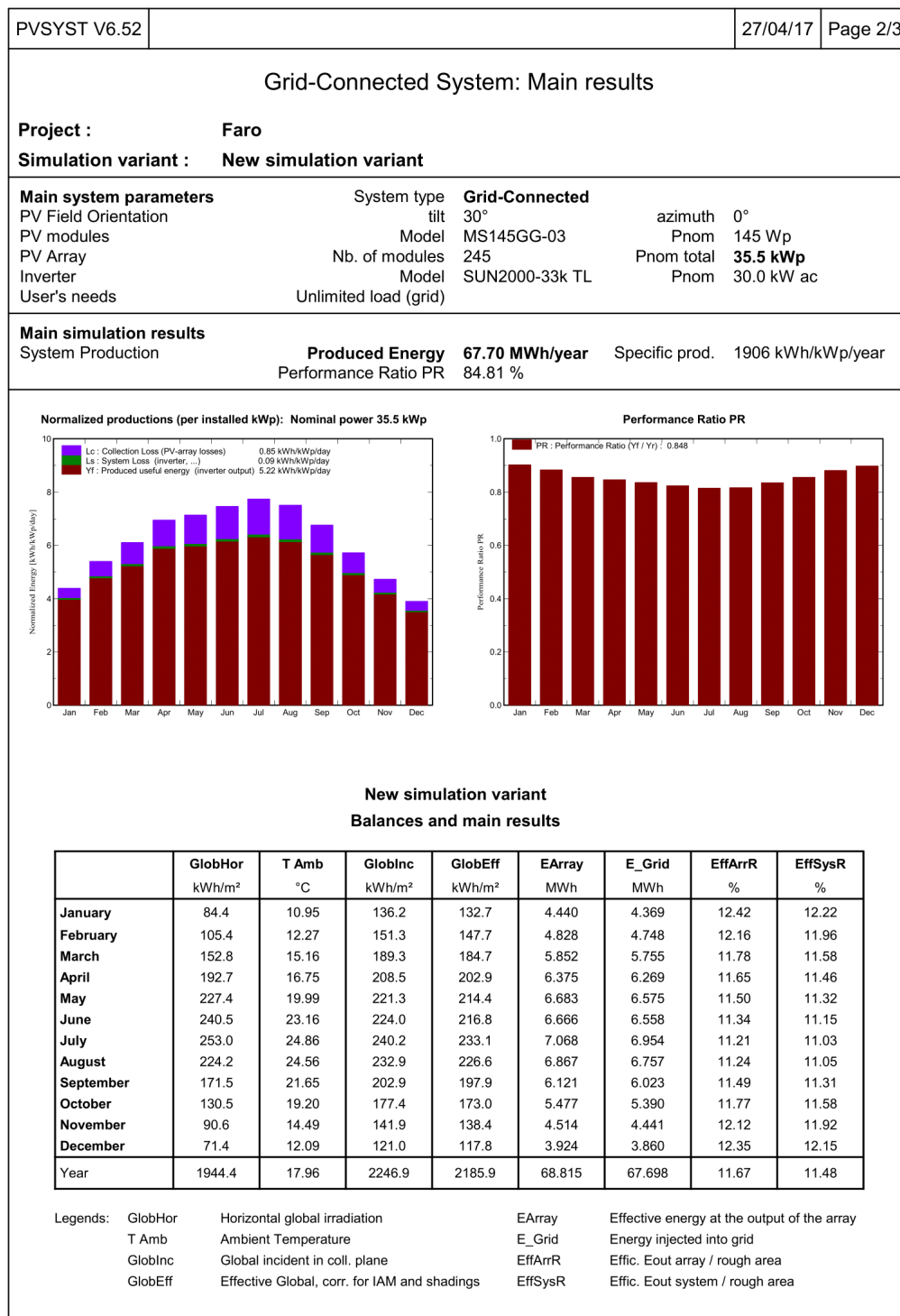
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.20: Dados de produção Évora Nascente



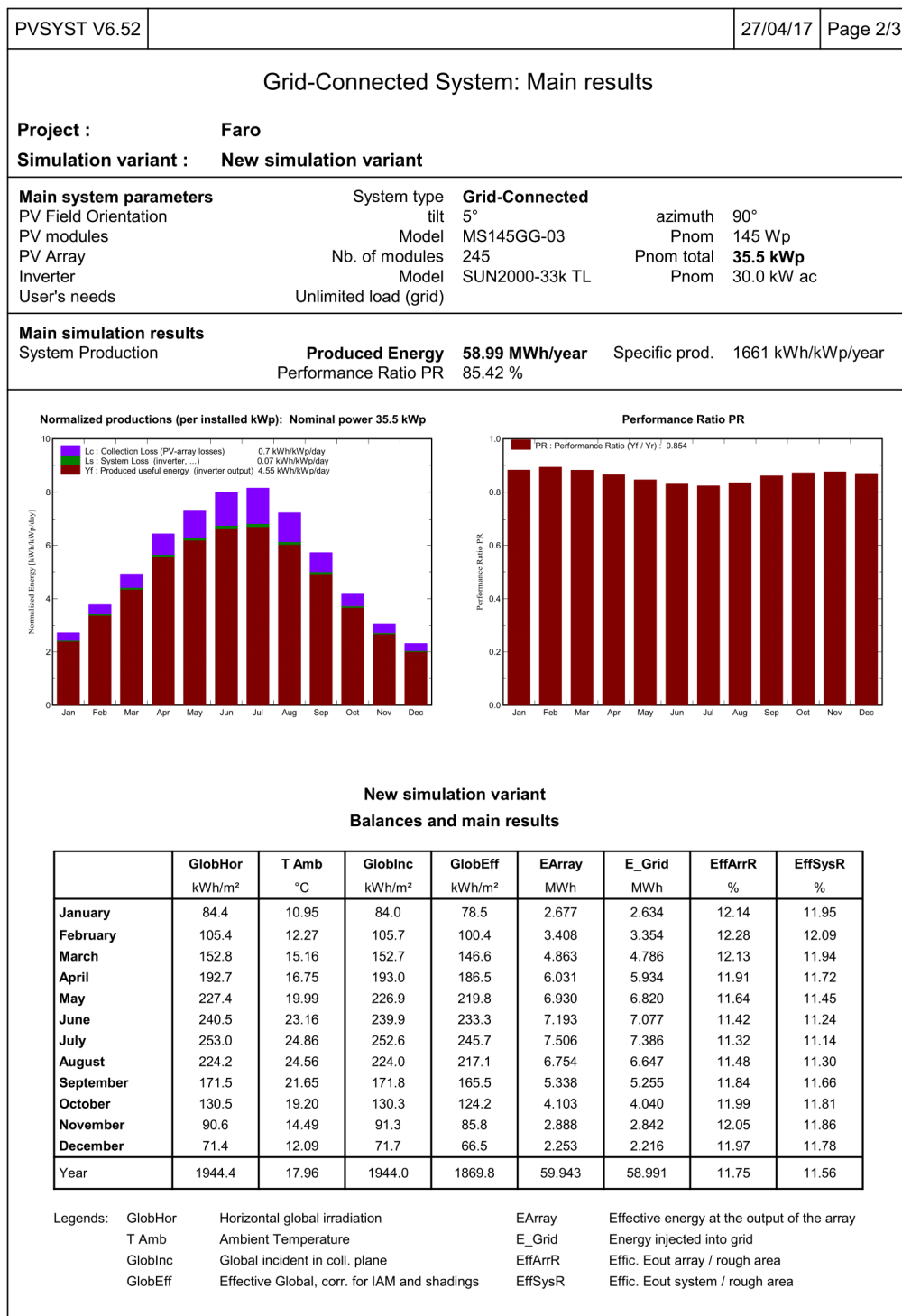
PVsyet Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.21: Dados de produção Évora Poente



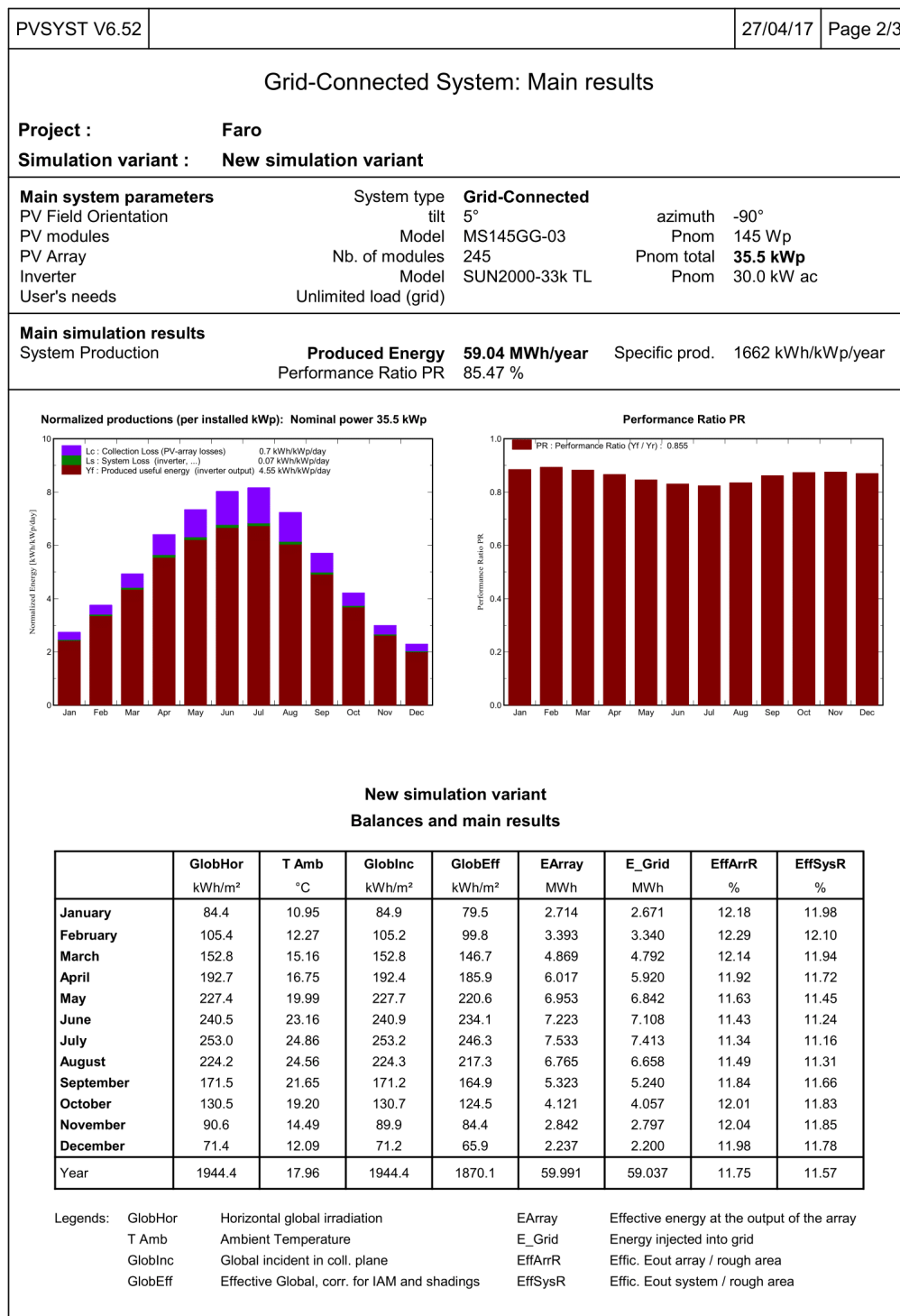
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.22: Dados de produção Faro Sul



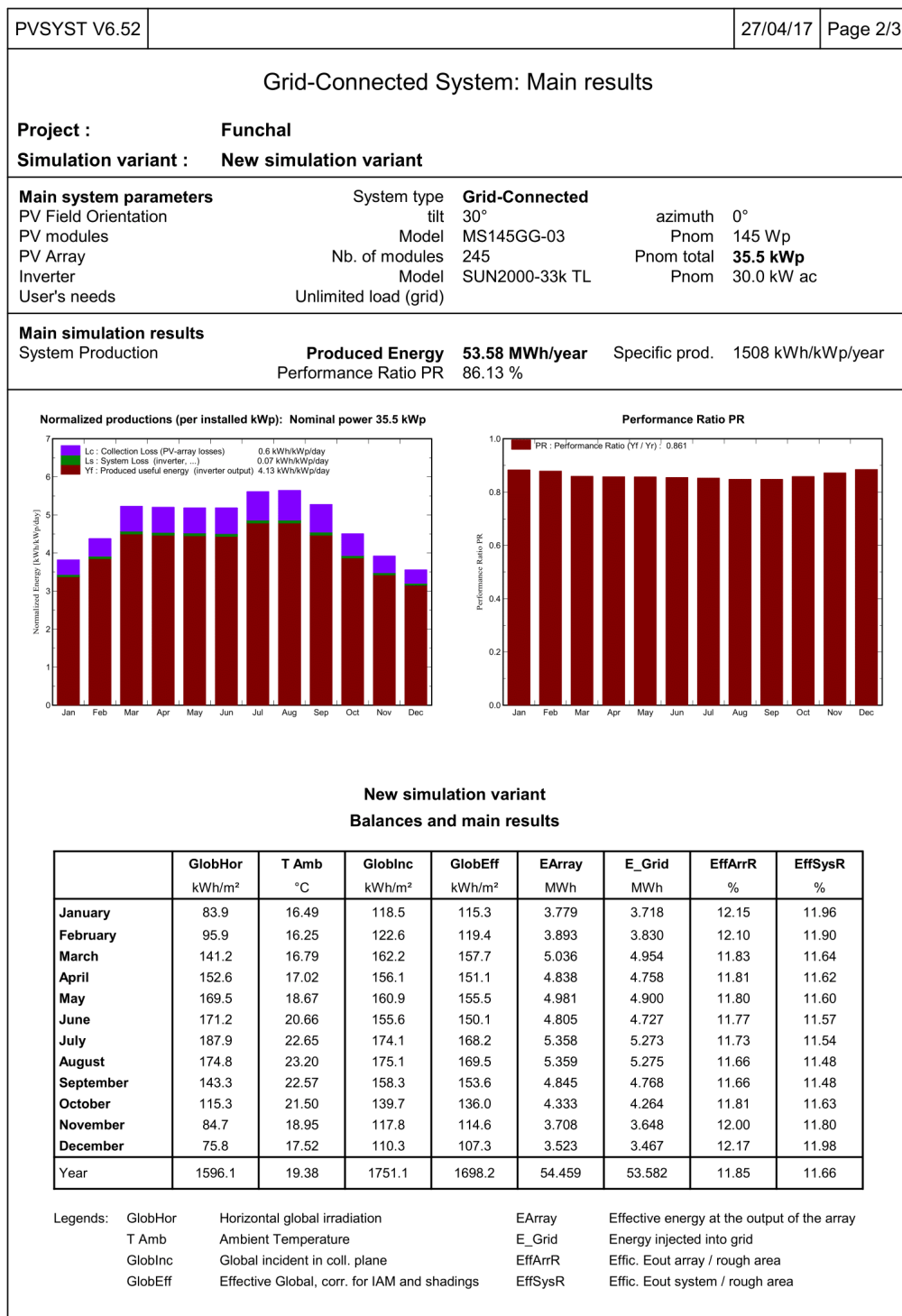
PV'syst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.23: Dados de produção Faro Nascente



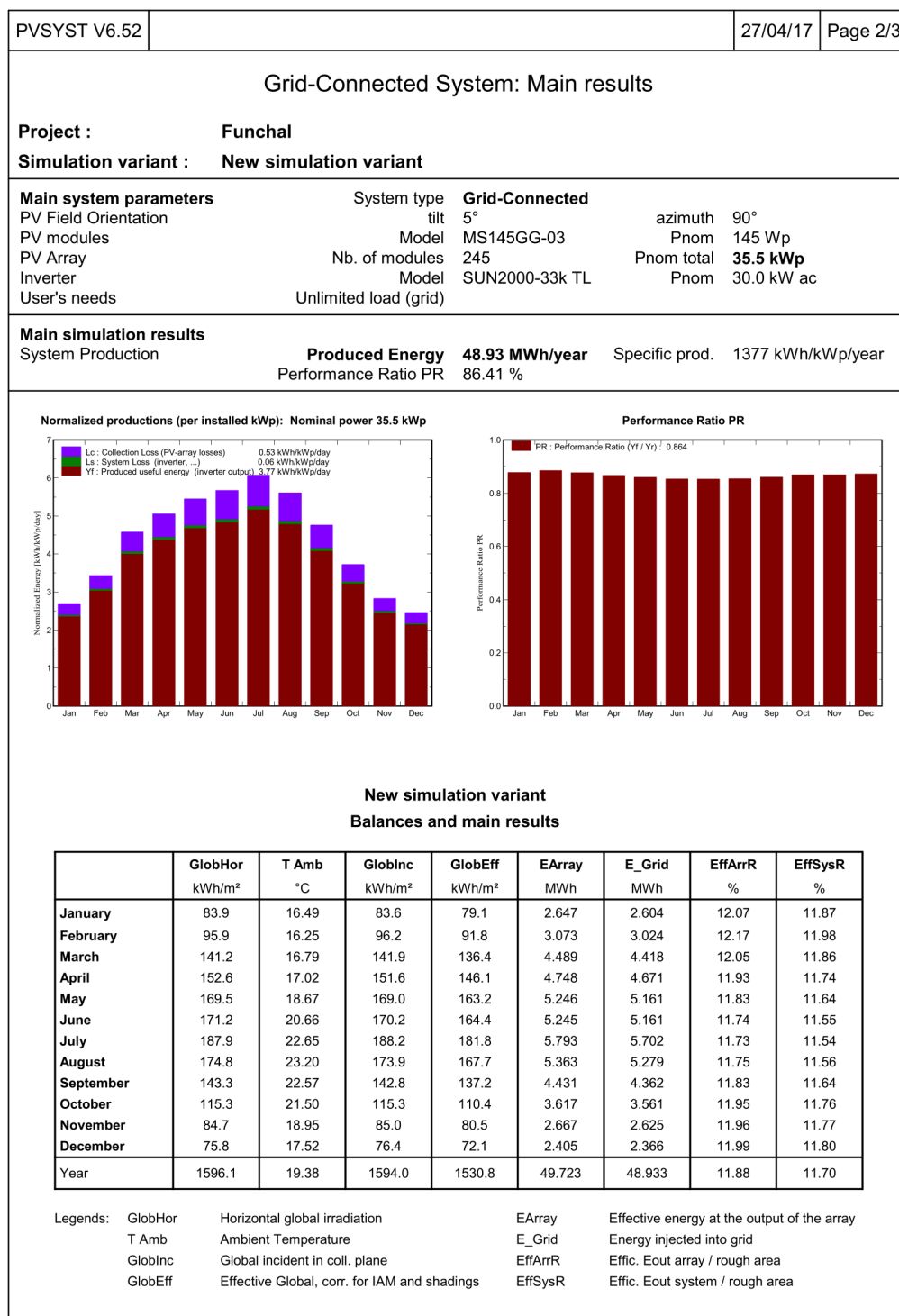
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.24: Dados de produção Faro Poente



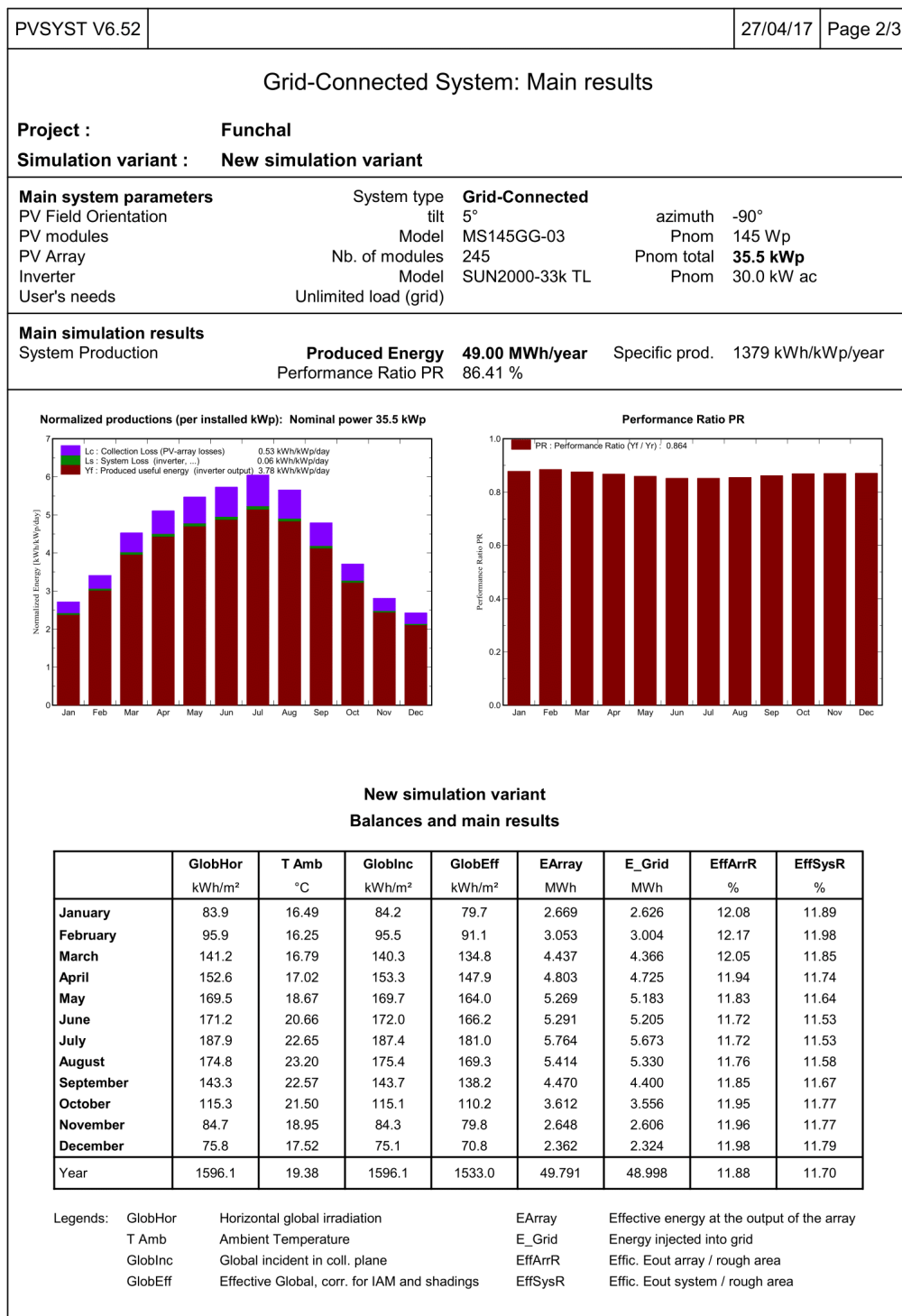
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.25: Dados de produção Funchal Sul



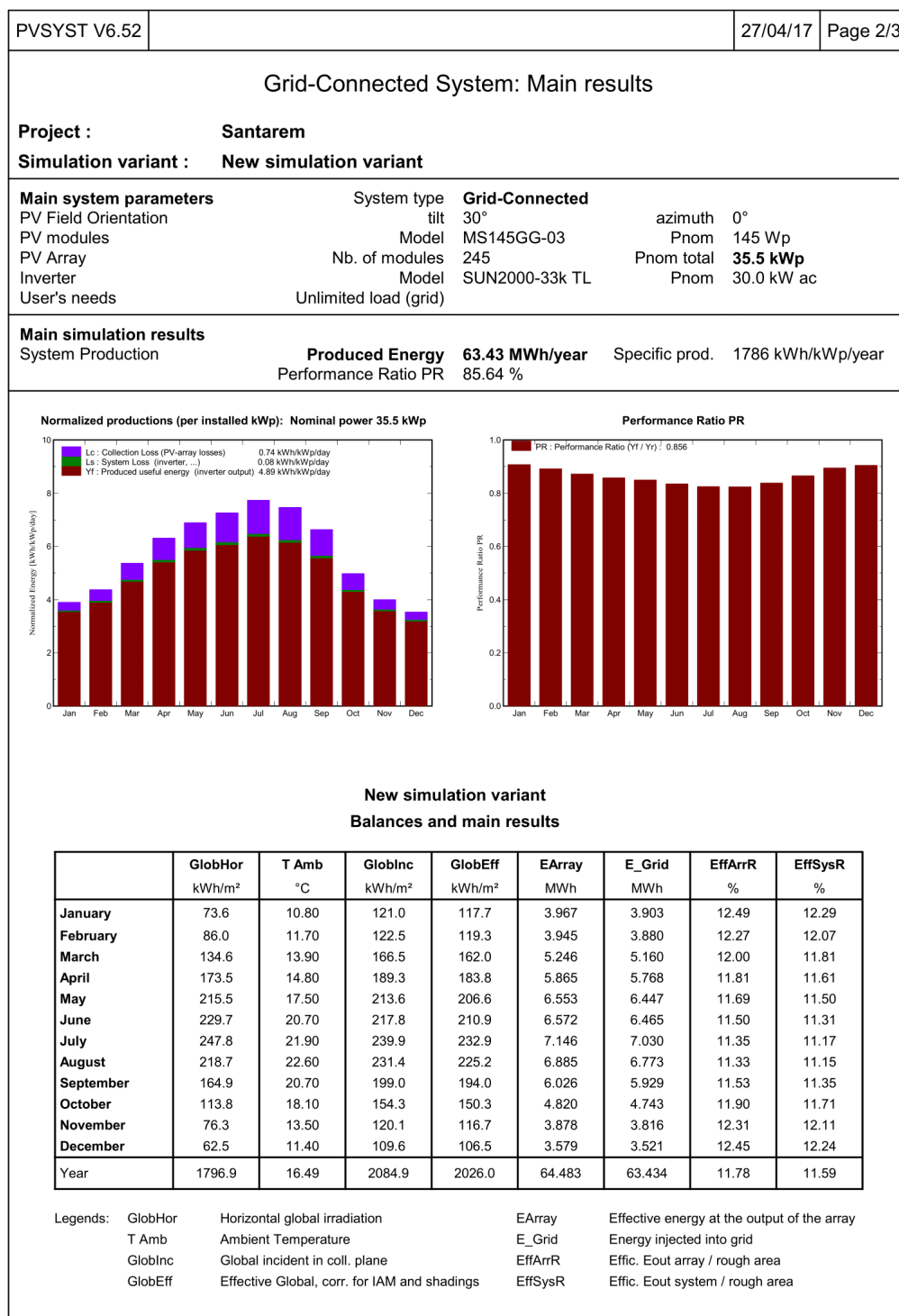
PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.26: Dados de produção Funchal Nascente



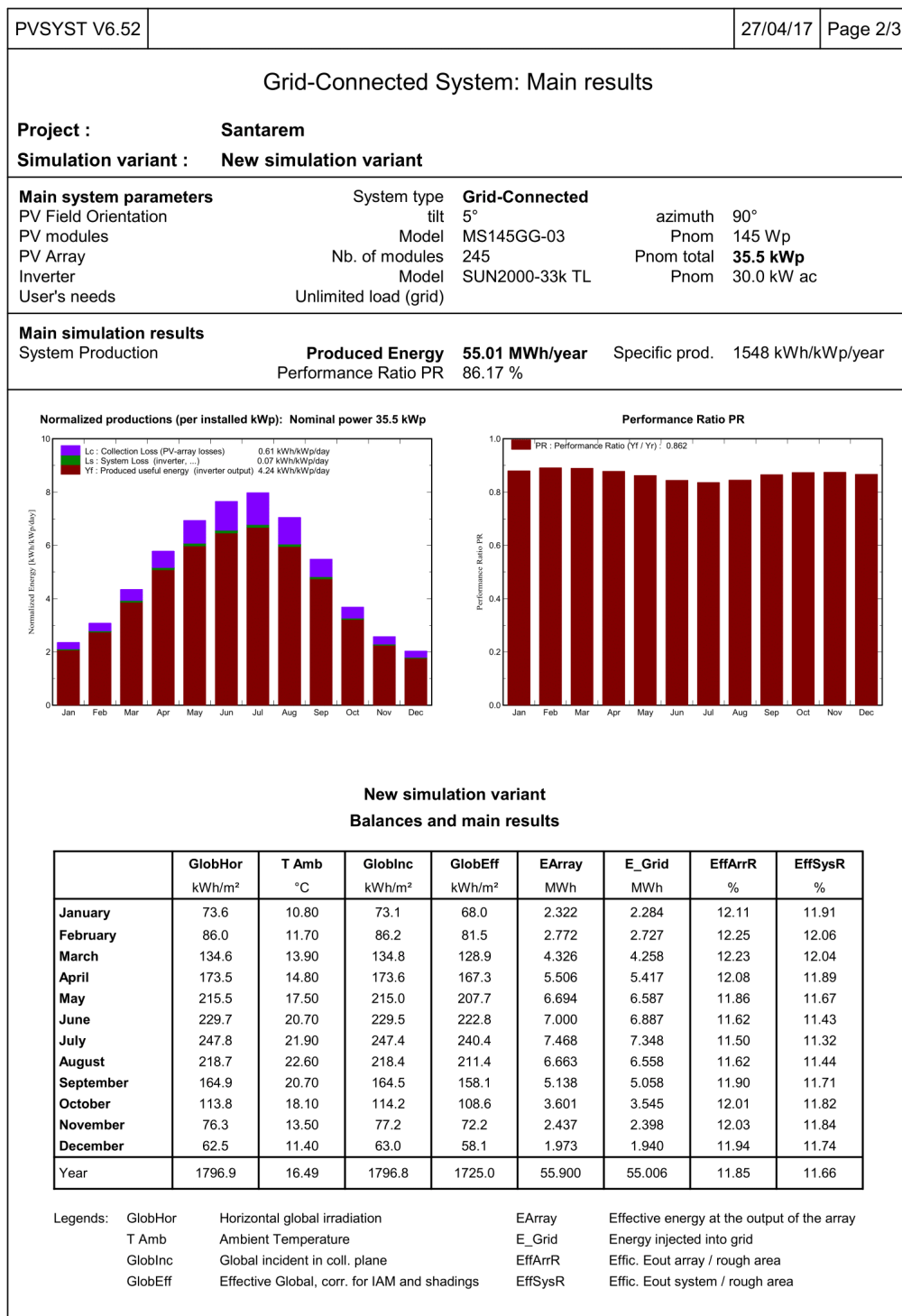
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.27: Dados de produção Funchal Poente



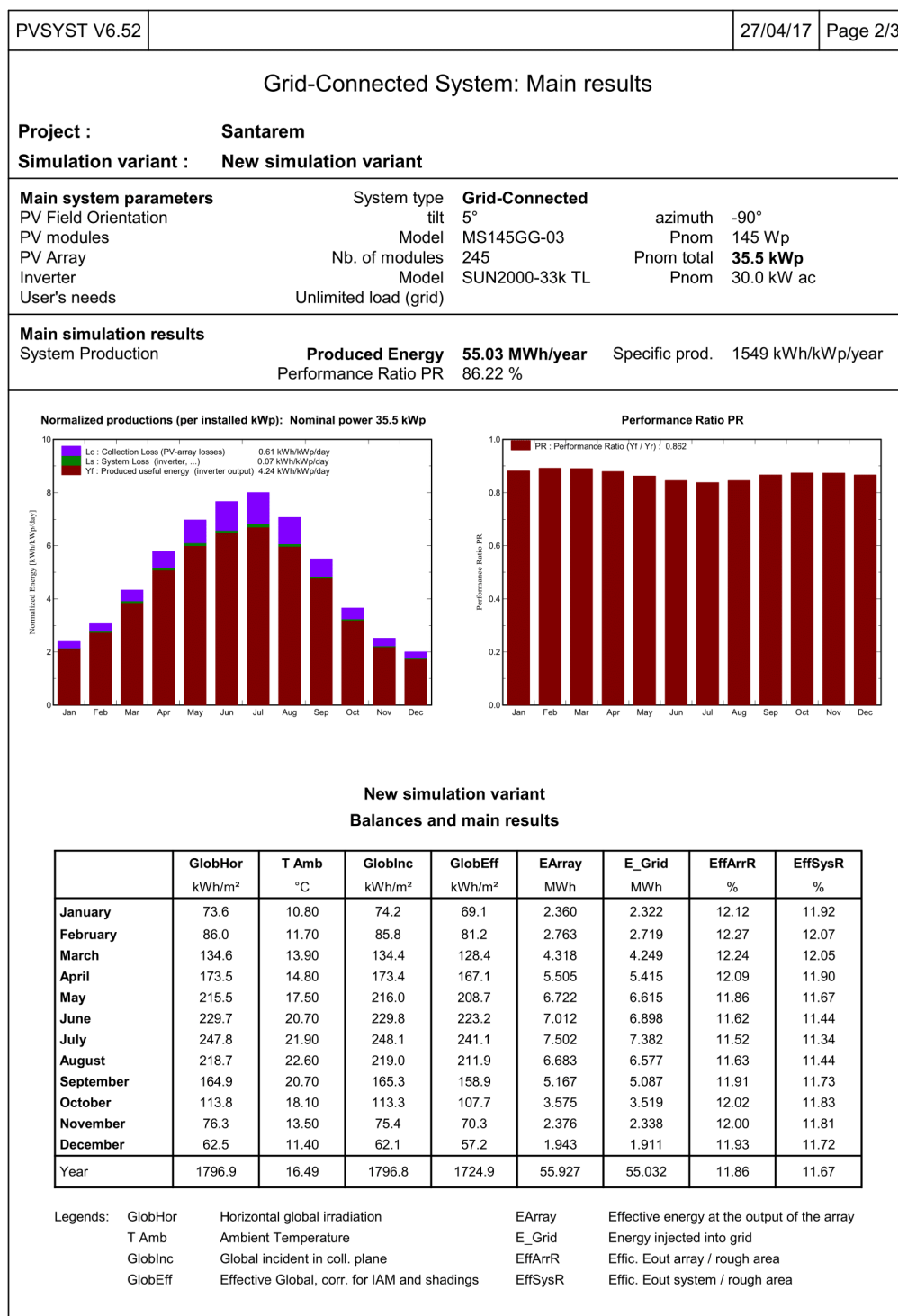
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.28: Dados de produção Santarém Sul



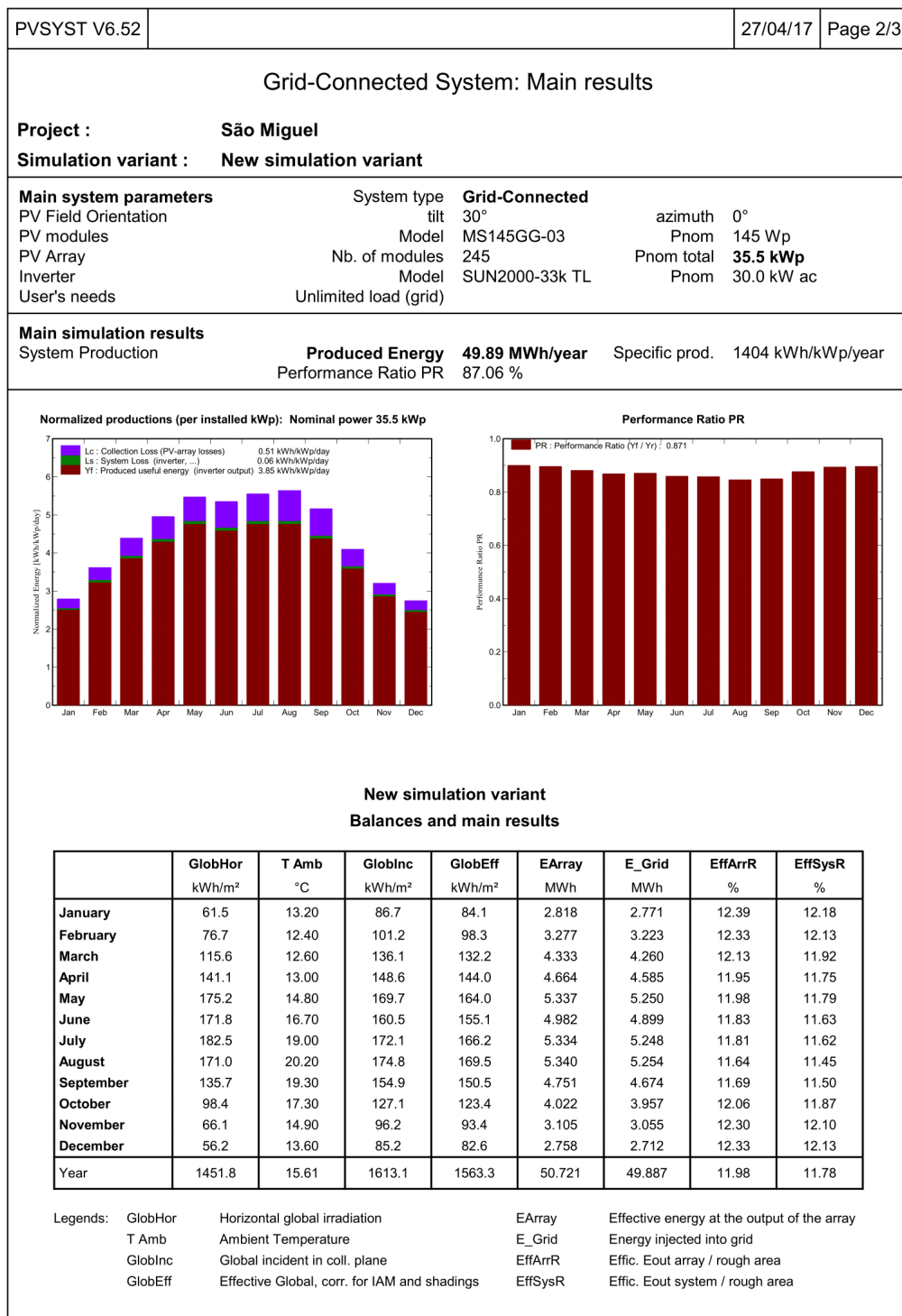
PVSyst Licensed to: Proef Energias Renováveis (Portugal)

Figura D.29: Dados de produção Santarém Nascente



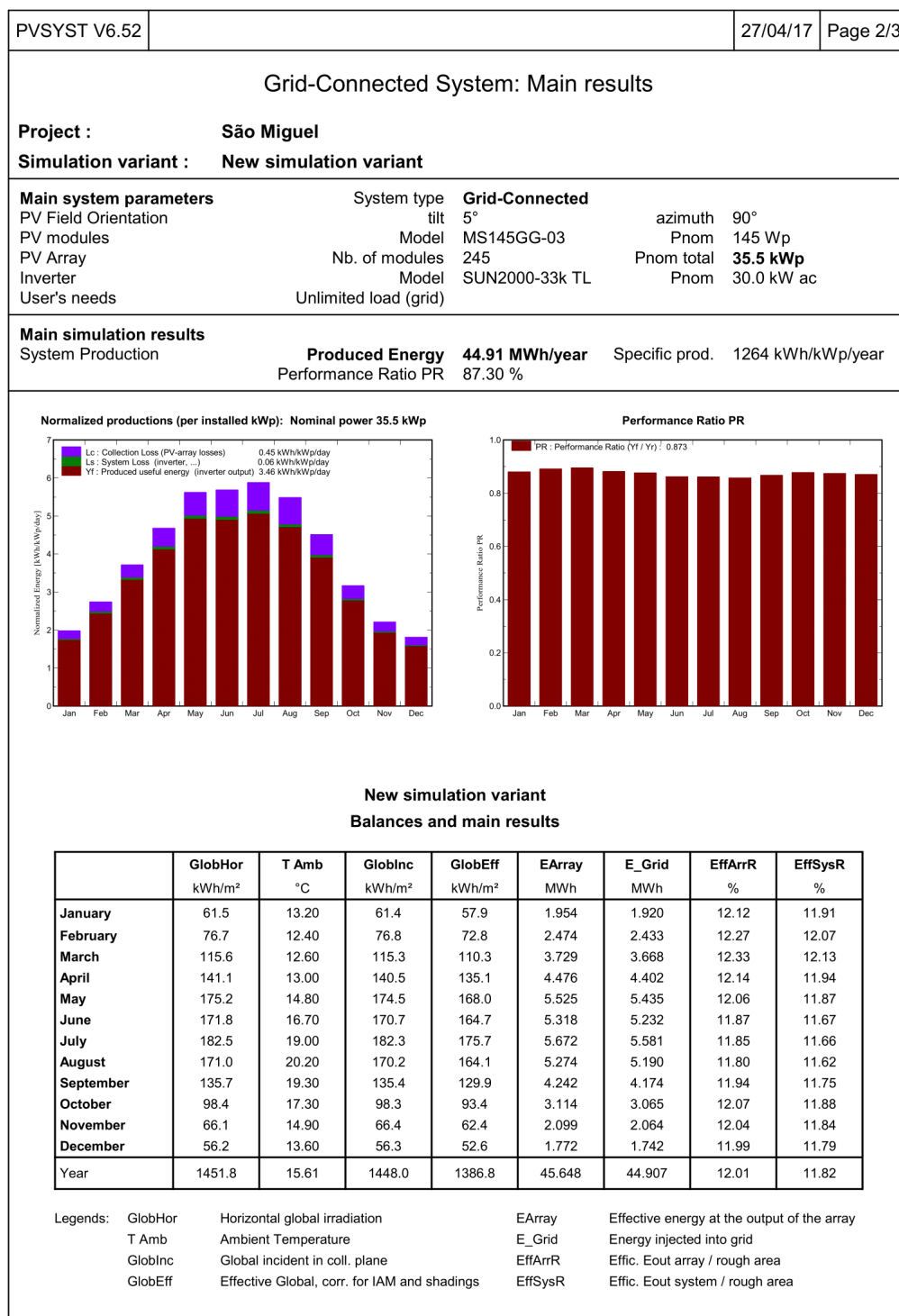
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.30: Dados de produção Santarém Poente



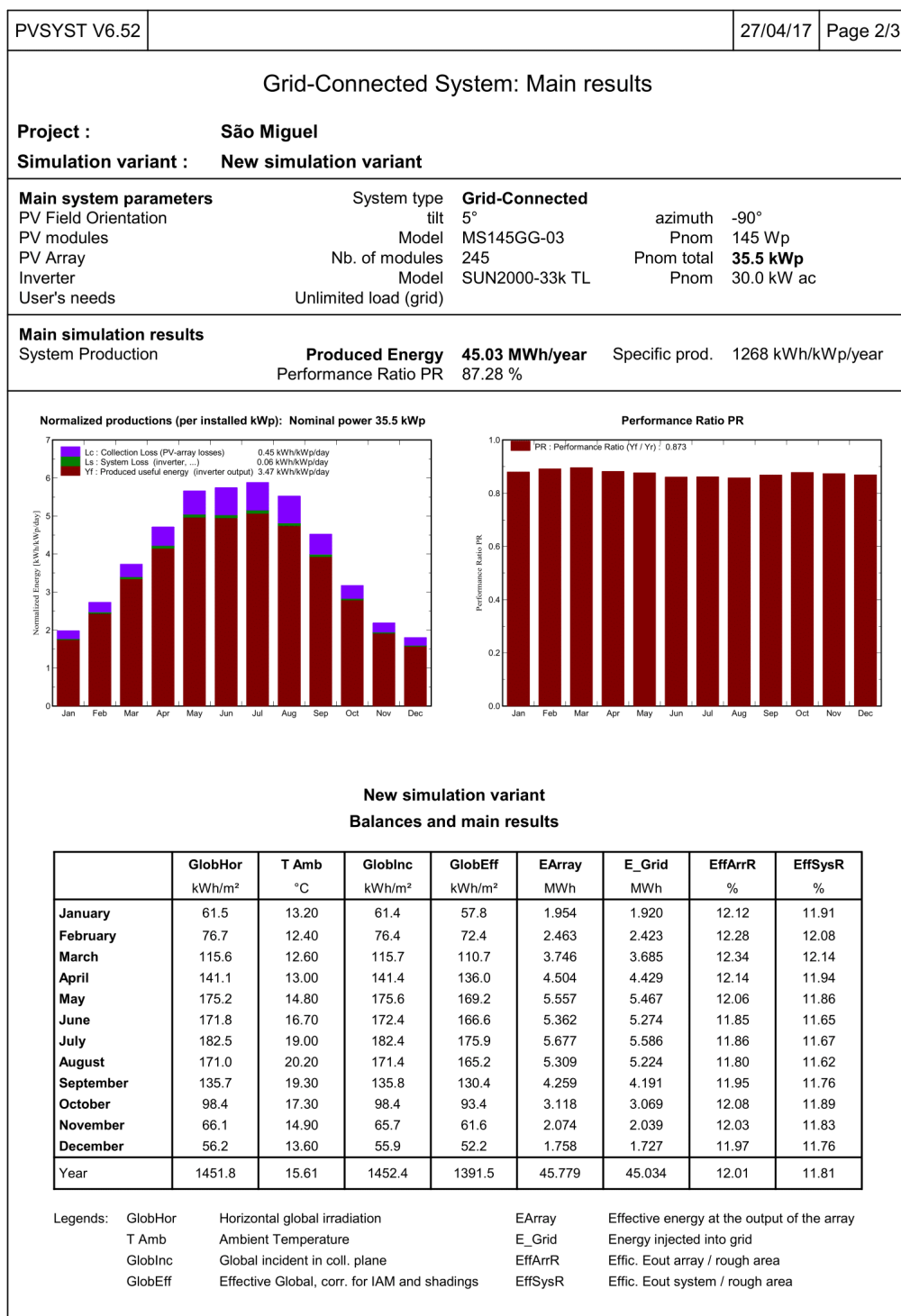
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renováveis (Portugal)

Figura D.31: Dados de produção São Miguel Sul



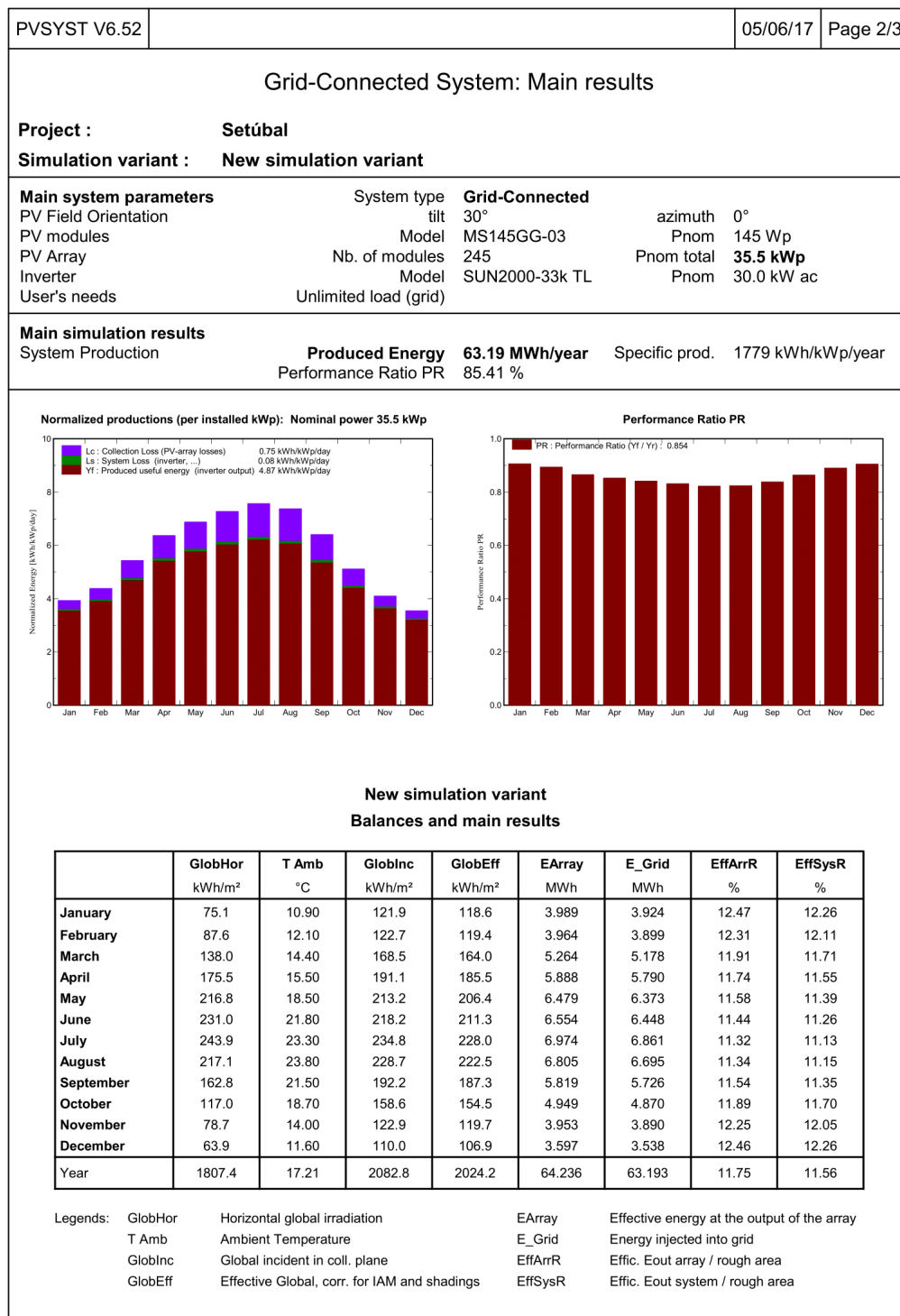
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.32: Dados de produção São Miguel Nascente



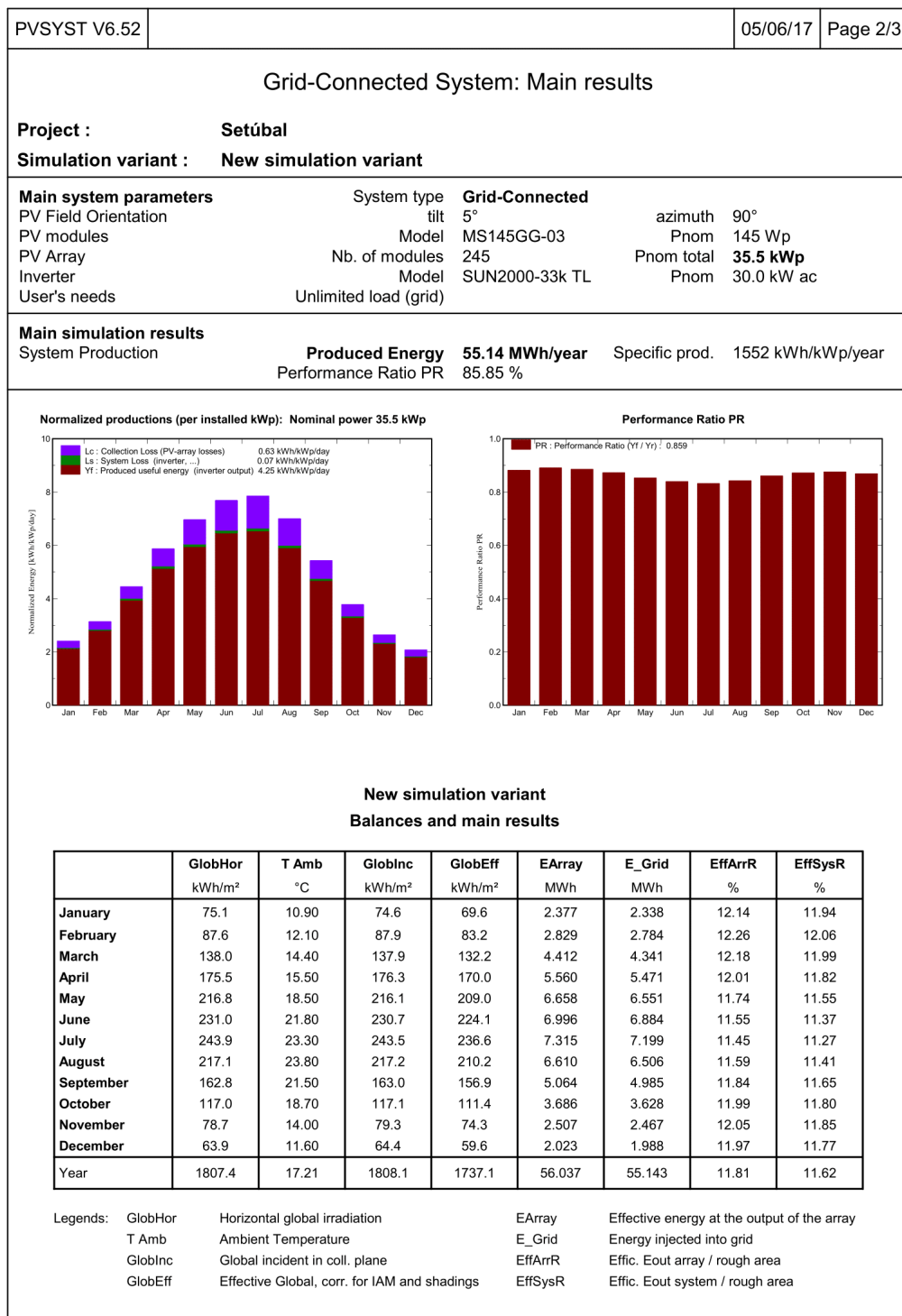
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.33: Dados de produção São Miguel Poente



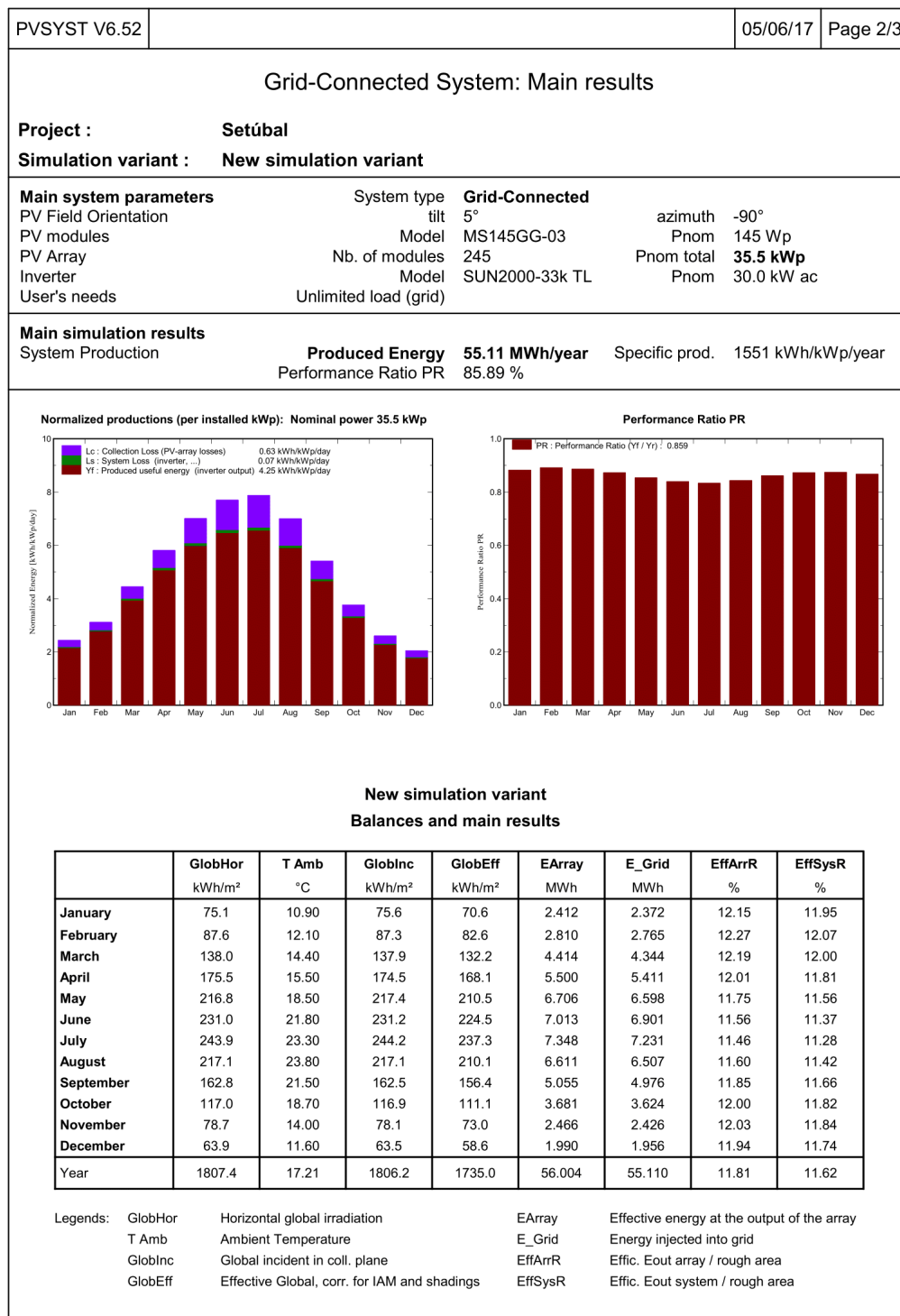
PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.34: Dados de produção Setúbal Sul



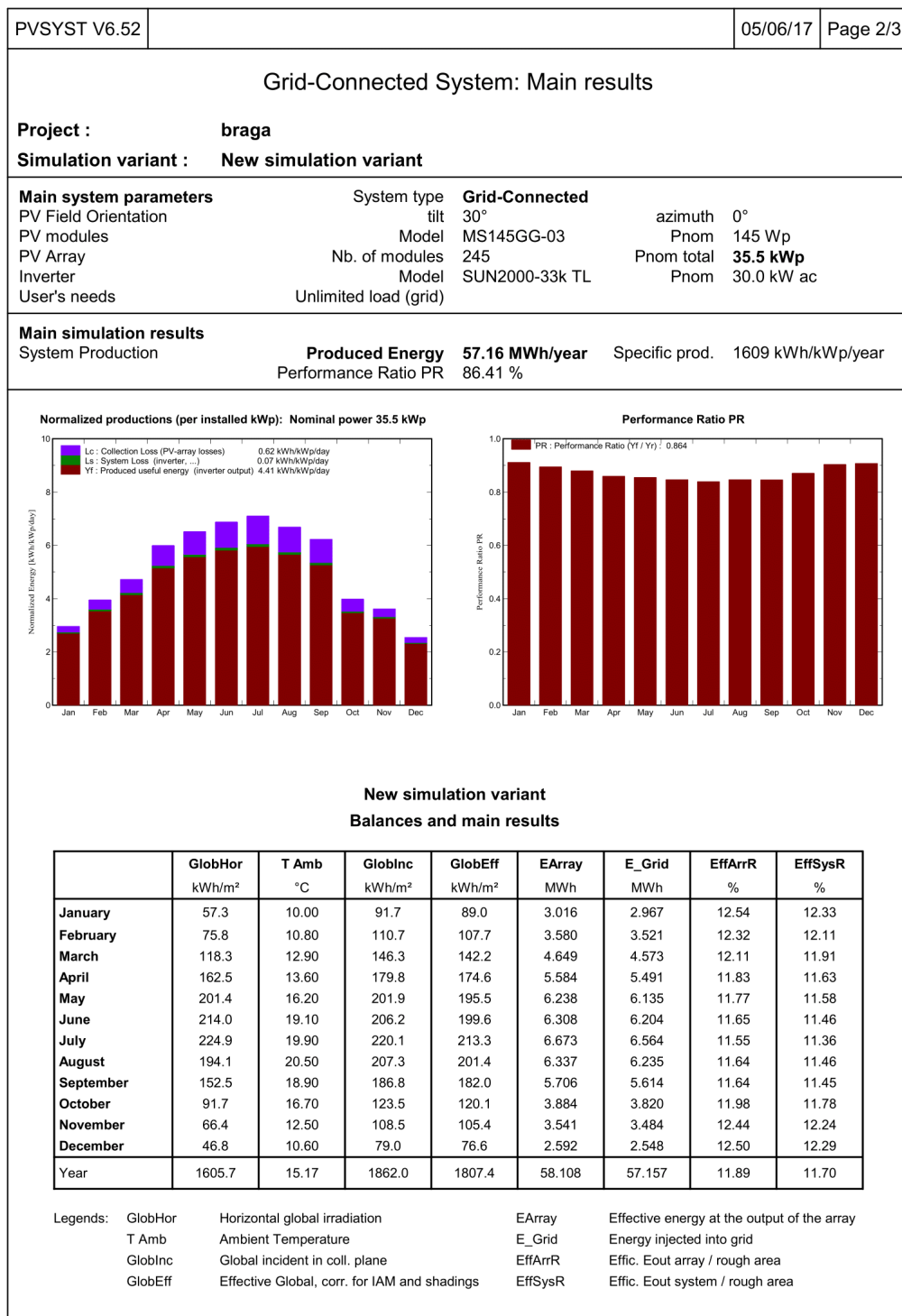
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.35: Dados de produção Setúbal Nascente



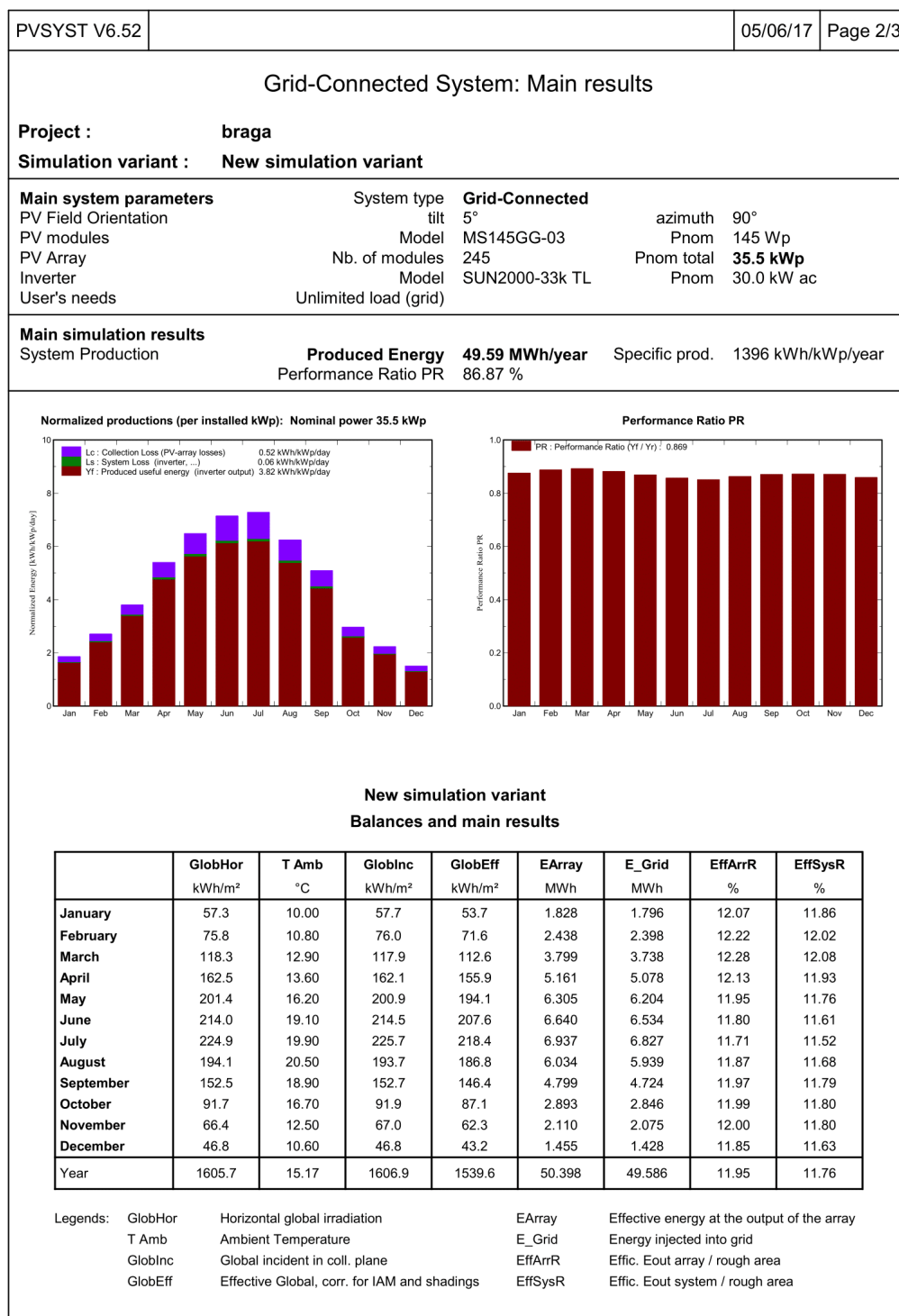
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.36: Dados de produção Setúbal Poente



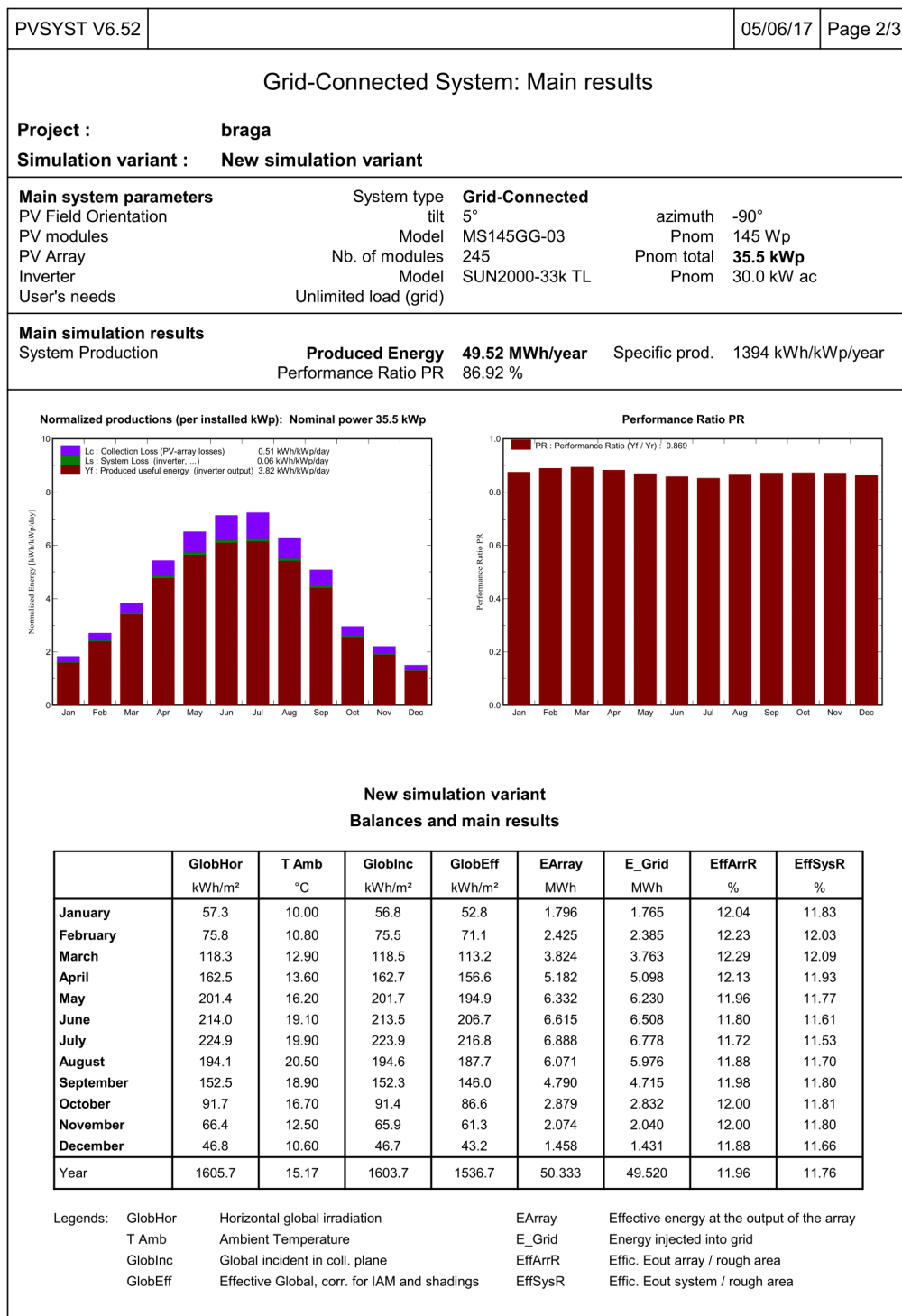
PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.37: Dados de produção Viana do Castelo Sul



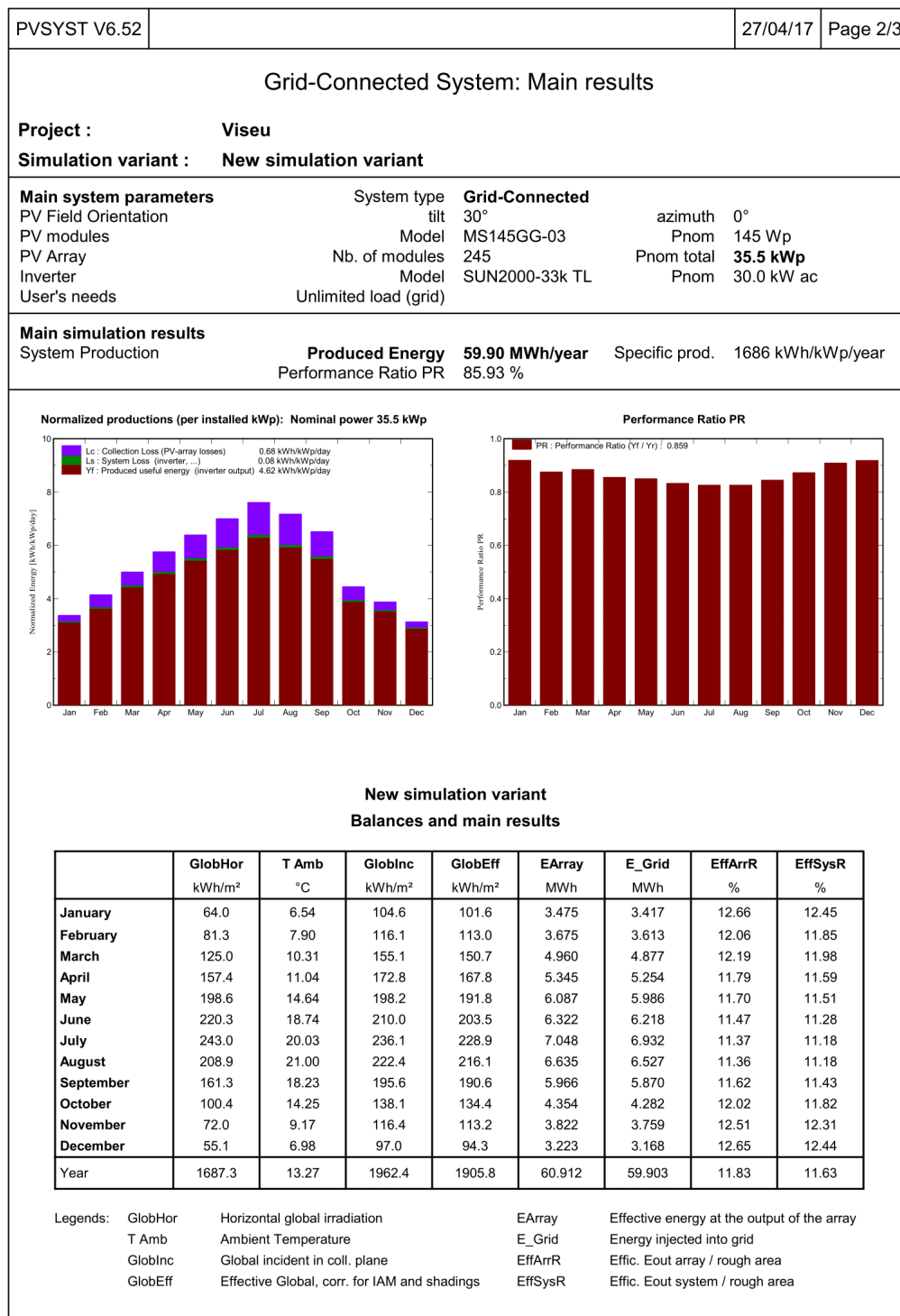
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.38: Dados de produção Viana do Castelo Nascente



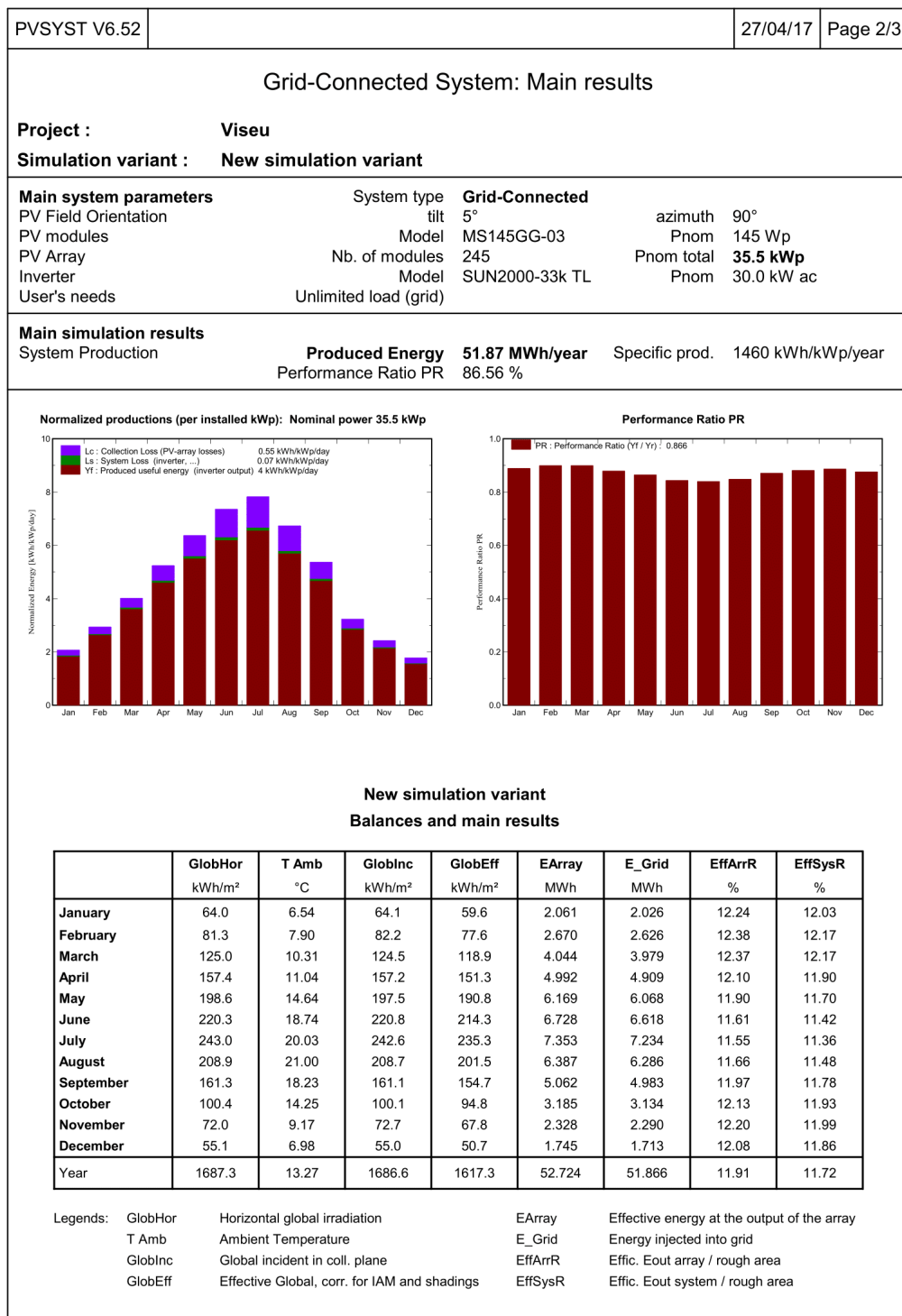
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.39: Dados de produção Viana do Castelo Poente



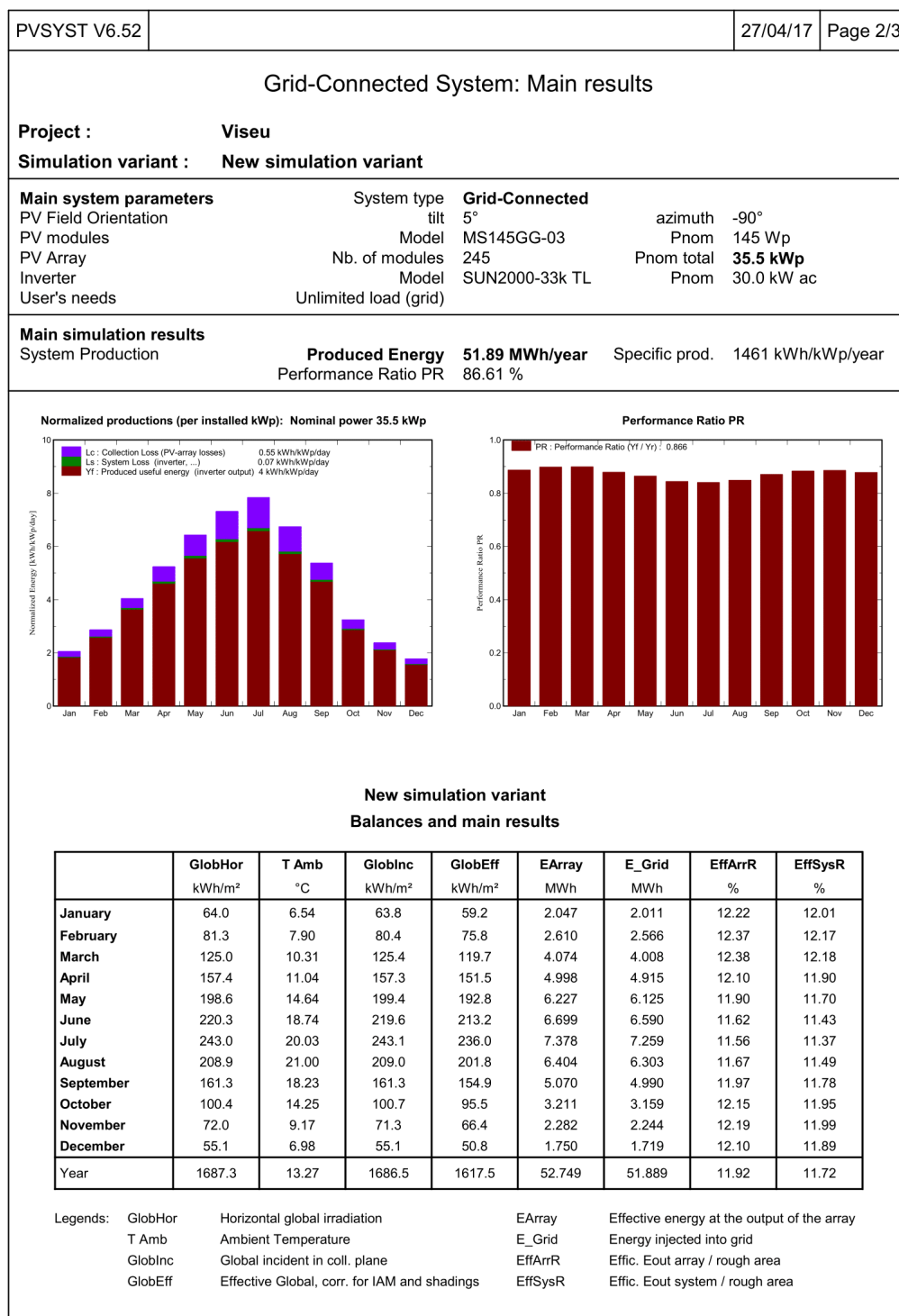
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.40: Dados de produção Viseu Sul



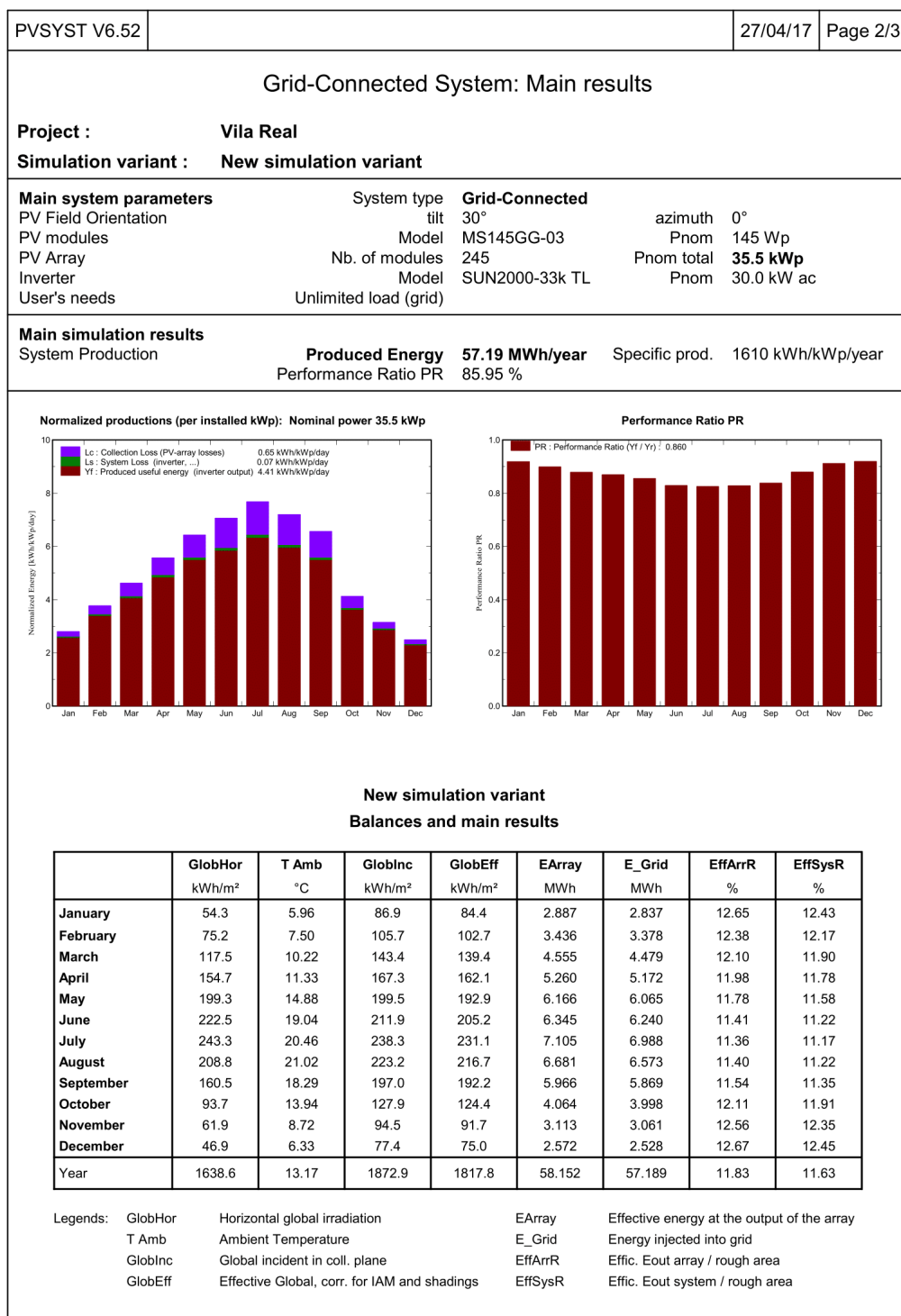
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.41: Dados de produção Viseu Nascente



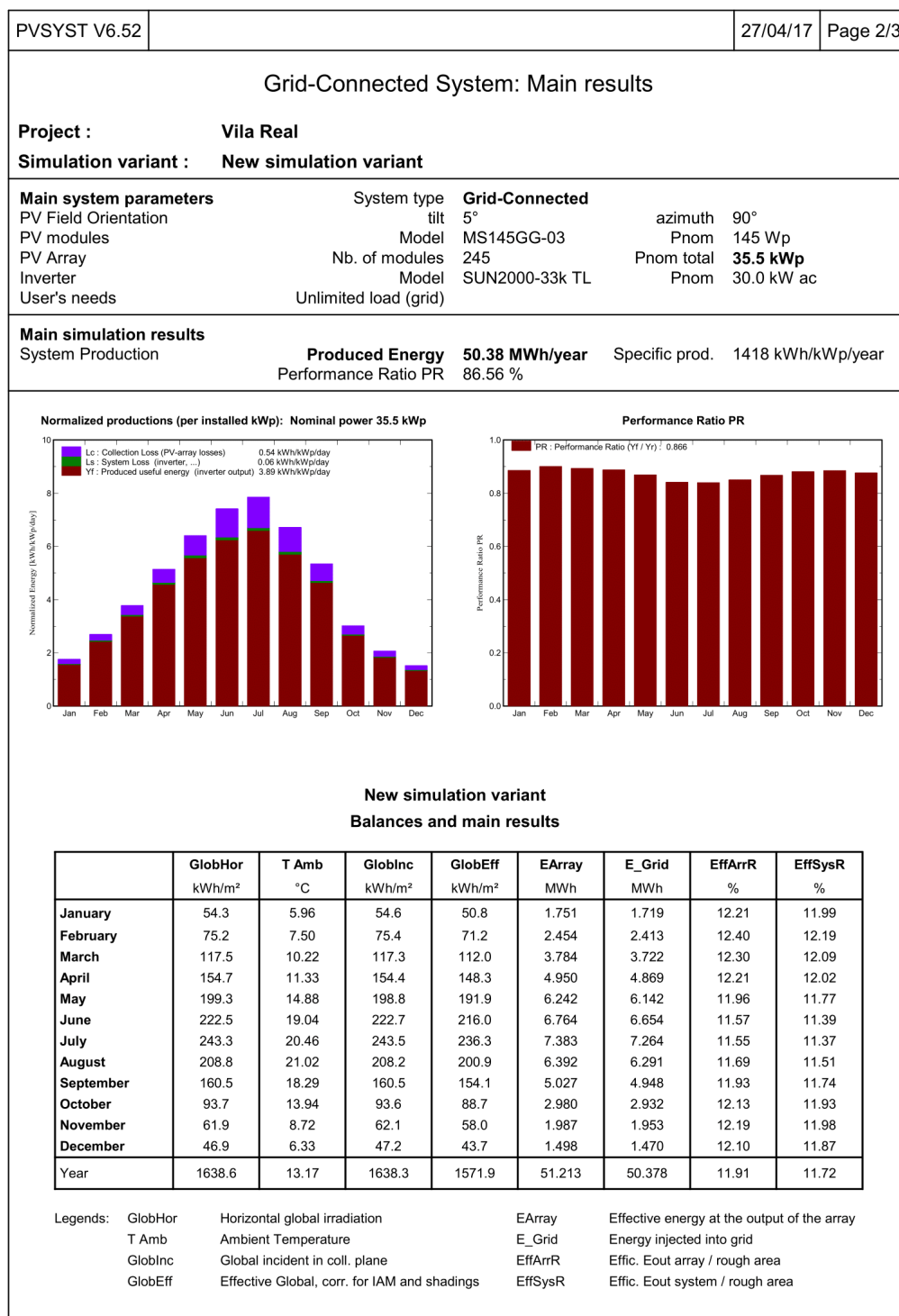
PVsyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.42: Dados de produção Viseu Poente



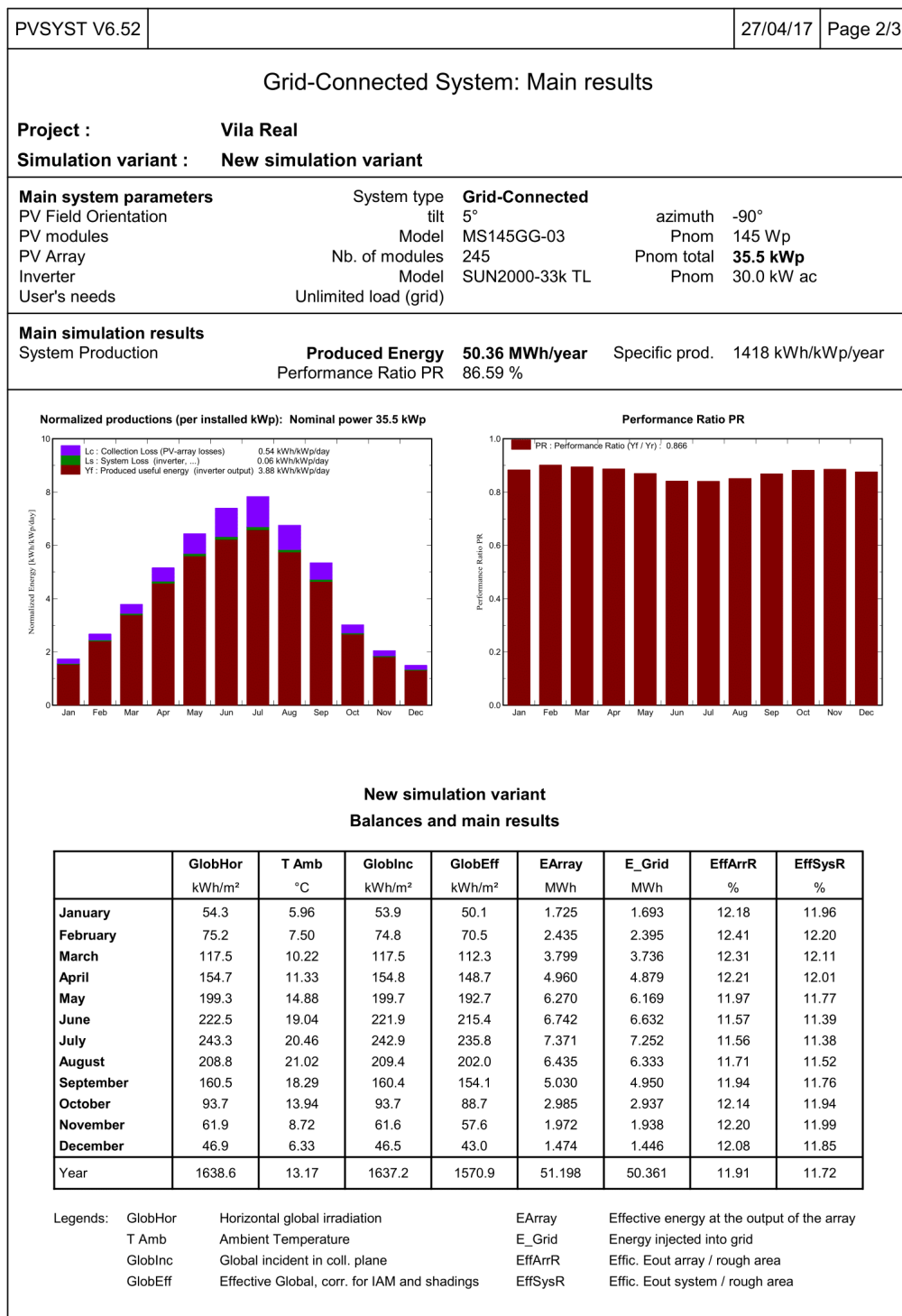
PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.43: Dados de produção Vila Real Sul



PVSyst Licensed to Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.44: Dados de produção Vila Real Nascente



PVsyst Licensed to: Proef Energias Renovaveis (Portugal)

Figura D.45: Dados de produção Vila Real Poente

Referências

- [1] European Comission. Pv status report, 2016. <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC103426/ldna28159enn.pdf>.
- [2] SMA. Poupar com o autoconsumo. <http://www.jgduarte.com/download/Autoconsumo.pdf>.
- [3] Solar Contact. Photovoltaics and components of photovoltaic systems. <https://www.solarcontact.com/solar-panels/photovoltaic>.
- [4] Cláudio Monteiro. Apontamentos da unidade curricular "energia Éolica. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2016.
- [5] Alternative Energy Tutorials. Solar cell i-v characteristic. <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/solar-cell-i-v-characteristic.html>.
- [6] DGS. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers, 2008. http://www.kimiagaran-energy.com/Free_Download/Renewable_Energy/Book_PV_1.pdf.
- [7] infinityPV. Opv - organic solar cells. <https://infinitypv.com/products/opv>.
- [8] Pvsyst photovoltaic software. <http://www.pvsyst.com/en/>.
- [9] Hanergy. Miasolé ms series. http://hanergy.eu/wp-content/uploads/2007/12/MiaSole_MS_Datasheet.pdf.
- [10] Huawei. Product list. <http://www.huawei.com/en/all-products/Solar/Downloads>.
- [11] Carlos Moreira. Apontamentos da unidade curricular "produção dispersa. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2016.
- [12] European Comission. 2020 climate energy package, 2007. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en.
- [13] REN21. Global status report, 2017. http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf.
- [14] Bloomberg. Solar could beat coal to become the cheapest power on earth, 2017. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-03/for-cheapest-power-on-earth-look-skyward-as-coal-falls-to-solar>.

- [15] Deloitte e APREN Associação Portuguesa de Energias Renováveis. Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal. páginas 38–39, 2009.
- [16] PV EDUCATION. Atmospheric effects, 2017. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/2-properties-sunlight/atmospheric-effects>.
- [17] Paul Hersch e Kenneth Zweibel. Basic photovoltaic principles and methods. Relatório técnico.
- [18] Solargis apps. Gis data and maps, 2017. <https://solargis.info/>.
- [19] Antonio Luque e Steven Hegedus. Handbook of photovoltaic science and engineering, 2003. <http://kashanu.ac.ir/Files/Content/Handbook.pdf>.
- [20] NASA. How do photovoltaics work?
- [21] Gilbert M. Masters. Renewable and efficient electric power systems, 2004. http://www.a-ghadimi.com/files/Courses/Renewable%20Energy/REN_Book.pdf.
- [22] MIGUEL CENTENO BRITO ANTÓNIO M. VALLÈRA. Meio século de história fotovoltaica.
- [23] NREL. Best research - cell efficiencies.
- [24] NREL. Organic photovoltaic solar cells.
- [25] NREL. Perovskite solar cells.
- [26] ISE Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Photovoltaics report, November 2016. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [27] IFC. Utility-scale solar photovoltaic power plants. página 35.
- [28] ScienceDirect. Power loss due to soiling on solar panel.
- [29] Ordenamento do território Ministério do Ambiente. Decreto-lei n.º 153/2014, outubro 2014. https://dre.pt/home/-/dre/58406974/details/maximized?p_auth=1DAa6wA0.
- [30] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ERSE. Caracterização da procura de energia elétrica em 2017, 2017. [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202017%20\(Final\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202017%20(Final).pdf).
- [31] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ERSE. Períodos horários, 2017. <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>.
- [32] Ministério da Justiça. Ofício-circular n.º 32/2013, fornecimento de energia elétrica no mercado liberalizado, Julho 2013. http://www.dgaj.mj.pt/sections/files/circulares/2013/3-trimestre/oc-32-2013/downloadFile/file/OC_32-2013.pdf?nocache=1373561646.01.

- [33] Portal Energia. Energia fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projeto e instalação, 2004. <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>.
- [34] Direção Geral de Energia e Geologia. Estatísticas rápidas, 2016. .
- [35] Elektra Solar Fotovoltaica. Departamento renovables.
- [36] José Neves dos Santos. Dimensionamento e proteção de canalizações elétricas (bt). Relatório técnico, 2016.
- [37] CERTIEL. Ficha técnica 9.
- [38] Roberto Zilles Gilberto Figueiredo. Degradação induzida pelo potencial em módulos fotovoltaicos. *Revista Brasileira de Energia Solar*, página 128— 137, Dezembro 2015.
- [39] João Claro. Apontamentos da unidade curricular "economia e gestão", análise de projetos de investimento. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Março 2012.
- [40] Solectria. How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance.
- [41] Fronius. Efficient east-west orientated pv systems with one mpp tracker.
- [42] Fronius. Inverter with multiple mpp trackers: Requirements and state of the art solutions.